

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода»

УДК 621.65-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Быков Роман Сергеевич		23.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		23.05.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			23.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			23.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		23.05.2018

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		23.05.2018

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров

По направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения <i>инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математиче-</i>	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>ского моделирования технологических процессов и объектов</i>	
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<b>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) Бурков П.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Быкову Роману Сергеевичу

Тема работы:

«Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 12.03.2018 г. № 1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

22.05.2018

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функциони-*

Объект исследования – процесс перекачки нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.

Предмет исследования – технология ЧРП для управления перекачкой нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.

рования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Литературный обзор современных методов управления транспортировкой нефти и нефтепродуктов с пониженным энергопотреблением насосных агрегатов при эксплуатации нефтеперекачивающих станций;</li> <li>– Расчет потерь напора на трение при транспортировке нефтепродукта на магистральном нефтепродуктопроводе с 6 нефтеперекачивающими станциями;</li> <li>– Выполнение процедуры построения коридора эпюр напоров;</li> <li>– Построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора;</li> <li>– Расчет оптимальных режимов перекачки и определение установки САР давления;</li> <li>– Расчет энергопотребления для различных способов регулирования;</li> <li>– Оценка экономической целесообразности применения ЧРП.</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	Напорно-расходные характеристики насоса, коридор эпюр напоров технологического участка
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валерьевна, доцент
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
«Oil transportation via main pipelines»	
«Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы»	
«Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов»	
«Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка»	
«Control Systems used for Pumping Management»	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	12.09.2016
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		16.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Быков Роман Сергеевич		16.03.2018

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Быкову Роману Сергеевичу

Школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело Профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов для выполнения работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода: материально-технических, энергетических, финансовых.	Материально-технические ресурсы: капитальные вложения в способ частотного регулирования с помощью ЧРП составляют ■■■ млн. руб. без НДС; капитальные вложения в способ дросселирования – ■■■ млн. руб. без НДС; энергетические: ежегодная экономия электроэнергии в результате использования ЧРП составляют ■■■ млн. кВт·ч; финансовые ресурсы: расходы на техническое обслуживание ЧРП установлены на уровне 0,5 млн. руб. без НДС в год.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизационных отчислений, нормы расхода электроэнергии, материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги приняты в соответствии с налоговым кодексом РФ на уровне: – 20 % налог на прибыль; – 2,2 налог на имущество. Норма дисконта принята на уровне 14 %.

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода	Высокие значения степени проработанности научного проекта и уровня имеющихся знаний у разработчика свидетельствуют о хорошей перспективности и достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.
2. Планирование и формирование бюджета работ	Стоимость одного преобразователя частоты составляет ■■■ млн. руб., расходы на техническое обслуживание составляют ■■■ млн. руб, исходя из стоимости ежегодного обслуживания в размере ■■■ млн. руб. Необходимое количество преобразователей частоты – 6 шт.
3. Проведение сравнительного анализа эксплуатационных затрат на нефтеперекачивающие агрегаты до и после проведения мероприятий по внедрению частотного регулирования	Рассчитывать срок окупаемости проекта для шести магистральных нефтеперекачивающих станций с учетом стоимости преобразователей частоты, расходов на их техническое обслуживание и эксплуатационные затраты на обслуживание нефтеперекачивающих агрегатов до и после внедрения нового оборудования.

## Перечень графического материала

1. Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Матрица SWOT
3. График проведения НТИ
4. Расчет эксплуатационных затрат для нефтеперекачивающих агрегатов, оборудованных ЧРП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			16.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Быков Роман Сергеевич		16.03.2018



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Б	Быкову Роману Сергеевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	<p>Рабочее место – насосный зал, в котором расположены магистральные насосные агрегаты для осуществления перекачки нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.</p> <p>Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.</p>
---	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение уровня вибрации;</p> <p>4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>1. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>3. Пожаровзрывобезопасность.</p>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>– выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования,</p>

	проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>16.03.2018</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			16.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Быков Роман Сергеевич		16.03.2018

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Уровень образования магистр  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
14.12.2018	Введение	8
21.12.2018	Oil transportation via main pipelines	9
10.02.2018	Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	10
18.02.2018	Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов	11
28.02.2018	Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	22
29.04.2018	Control Systems used for Pumping Management	5
03.05.2018	Социальная ответственность	7
12.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
14.05.2018	Заключение	7
25.05.2018	Презентация	9
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		16.03.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		16.03.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 139 с., 20 рис., 24 табл., 135 источника, 3 прил.

Ключевые слова: нефть, нефтепродукт, транспорт, магистральный нефтепровод, нефтепродуктопровод, нефтеперекачивающая станция, режимы, оптимизация, насос, насосный агрегат.

Объектом исследования является процесс перекачки нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.

Цель работы: выбор оптимального режима перекачки нефтепродукта по участкам магистрального нефтепродуктопровода с шестью нефтеперекачивающими станциями.

В процессе исследования был проведен анализ современных проблем транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу и анализ способов, позволяющих управлять объемом транспортируемой среды.

Выполнен расчет режимов перекачки нефтепродукта, на основе которого выбраны оптимальные режимы эксплуатации участка магистрального нефтепродуктопровода с учетом изменения параметров работы магистральных нефтеперекачивающих станций.

На основании полученных данных определено, что применение частотно-регулируемого привода позволит добиться требуемой подачи с меньшим количеством работающих насосных агрегатов, следствием чего будет сокращение расхода электроэнергии на перекачку транспортируемой среды.

Приведены мероприятия по защите от вредных и опасных факторов производственной среды, охране окружающей среды и защите в чрезвычайных ситуациях. Проведен расчет экономической эффективности способа управления перекачкой нефти при применении ЧРП.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология перекачка нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.

Область применения: трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.

Экономическая эффективность/значимость работы. Снижение энергозатрат на работу насосных агрегатов за счет выбора способа регулирования давления на НПС, обеспечивающего минимальное энергопотребление. Повышение эффективности работы и надежности линейной части за счет оптимизации напорно-расходной характеристики и исключения образования перевальных точек.

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					1	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

# СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И НОРМАТИВНЫХ ССЫЛОК

## *Сокращения*

ГМ –	гидравлическая муфта;
ДРД –	допустимое рабочее давление;
Компания –	■
КПД –	коэффициент полезного действия;
ЛЧ –	линейная часть;
МН –	магистральный нефтепровод;
МНС –	магистральная насосная станция;
МНА –	магистральный насосный агрегат;
НПС –	нефтеперекачивающая станция;
НТД –	нормативно-техническая документация;
ОС –	основные средства;
ПНА –	подпорный насосный агрегат;
ПТП –	противотурбулентная присадка;
ПЧ –	преобразователь частоты;
САР –	система автоматического регулирования;
СДКУ –	система диспетчерского контроля и управления;
ТУ –	технологический участок;
ТЭО –	технико-экономическое обоснование;
ЧРП –	частотно-регулируемый привод.

## *Условные обозначения*

A –	амортизационные отчисления, руб. [128];
$Z_{\text{кап}}$ –	капитальные вложения, руб.;
$Z_{\text{об}}$ –	капитальные вложения в оборудование для ввода присадки, руб.;

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Список сокращений, условных обозначений и нормативных ссылок	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					2	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

$Z_{ном}$ —	капитальные вложения в помещение для хранения присадки, руб.;
$Z_{мпп}$ —	затраты на присадку, руб.;
$Z_{экс}$ —	затраты на техническое обслуживание оборудования и помещений, руб.;
$a_0, a_1$ —	коэффициенты аппроксимации напорной характеристики магистрального насоса, м, $c^2 \cdot m^{-5}$ ;
$b_0, b_1$ —	коэффициенты аппроксимации напорной характеристики подпорного насоса, м, $c^2 \cdot m^{-5}$ ;
$C$ —	приток денежных средств, руб. [128];
$c_э$ —	стоимость электрической энергии, руб. $\cdot$ кВт $\cdot$ ч <sup>-1</sup> ;
$D_{вн}$ —	внутренний диаметр трубопровода, м [108];
$DN$ —	диаметр номинальный, м [98];
$E$ —	норма дисконта, [128];
$g$ —	ускорение свободного падения, м $\cdot$ с <sup>-2</sup> [39];
$H$ —	напор магистрального насоса, м [39];
$H_{ст}$ —	напор станции, м [98];
$H_g$ —	напор в g-ой секции трубопровода, м [92];
$h$ —	напор подпорных насосов/подпор на входе станции, м;
$h_k$ —	потери напора в коммуникациях станции, м;
$h_{pn}$ —	остаточный напор в конце технологического участка МН, м [98];
$h_{mp}$ —	потери напора на трение, м [98];
$h_i$ —	относительный (к полному) ход затвора [37];
$i$ —	гидравлический уклон [98];
$K_{cs}$ —	расчетный коэффициент кавитации [98];
$L$ —	длина участка между НПС, м [98];
$L_g$ —	длина g-ой секции трубопровода, м
$m$ —	количество последовательно включенных МНА на НПС, шт;
$N$ —	количество секций трубопровода, шт.;

						Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$n$ –	количество НПС на ТУ нефтепровода, шт.;
$n_1, n_2$ –	частота вращения ведущей и ведомой полумуфт ГМ, об·мин <sup>-1</sup> ;
$\bar{n}$ –	относительная (к номинальной) частота вращения ротора магистрального насоса [39];
$n_p$ –	количество параллельно включенных подпорных насосов на НПС, шт;
$P$ –	мощность магистрального насосного агрегата, м <sup>2</sup> ·кг·с <sup>-3</sup> (Вт) [41];
$P_{ст}$ –	мощность, расходуемая станцией на перекачку, м <sup>2</sup> ·кг·с <sup>-3</sup> (Вт);
$P_{ТУ}$ –	мощность, расходуемая ТУ на перекачку, м <sup>2</sup> ·кг·с <sup>-3</sup> (Вт);
$PN_{вх}$ –	номинальное давление оборудования на приеме НПС, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па);
$PN$ –	номинальное давление, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па) [98];
$p$ –	избыточное давление на выходе НПС (давление за регулятором), м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па);
$p_{вх. раб}$ –	уставка САР давления по входу станции, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па) [99];
$p_{вых. раб}$ –	уставка САР давления по выходу станции, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па) [99];
$p_{дрд}$ –	ДРД в g-ой секции трубопровода, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па) [92];
$p_1$ –	давление на приеме НПС, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па) [39];
$p_2$ –	избыточное давление на выходе МНС (давление перед регулятором), м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па) [39];
$p_{ст}$ –	избыточное давление, создаваемое МНС, м <sup>-1</sup> ·кг·с <sup>-2</sup> (Па);
$Q$ –	объемная подача насоса, м <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup> [39];
$Q_n$ –	объемный расход в трубопроводе, м <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup> ;
$Q_{max, ad}$ –	максимальная допустимая подача насоса, м <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup> [39];
$Q_{min, ad}$ –	минимальная допустимая подача насоса, м <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup> [39];
$Q_r$ –	номинальная подача насоса, м <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup> [39];
$q$ –	объемный расход в перепускной линии, м <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup> ;
$R$ –	отток денежных средств, руб. [128];

$Re$ —	число Рейнольдса [98];
$S$ —	проходное сечение перепускного трубопровода, м <sup>2</sup> ;
$T$ —	период расчета, лет [128];
$t$ —	время, с;
$u$ —	средняя по сечению скорость потока, м·с <sup>-1</sup> [98];
$W_{др.}$ —	энергопотребление НПС при дросселировании, кВт·ч;
$W_{чрп}$ —	Энергопотребление НПС при регулировании с помощью ЧРП, кВт·ч;
$z$ —	геодезическая отметка низа секции трубопровода, м [98];
$z_{взл}$ —	высота столба жидкости в резервуаре, м [98];
$x$ —	координата, м [98];
$\alpha$ —	нормативное значение годовых отчислений на амортизацию дозирочного оборудования и помещения для хранения ПТП;
$\varepsilon$ —	относительная шероховатость трубопровода [98];
$\eta$ —	КПД магистрального насоса [39];
$\eta_{зм}$ —	КПД гидравлической муфты;
$\eta_{дв}$ —	КПД электродвигателя магистрального насоса;
$\eta_{пч}$ —	КПД преобразователя частоты;
$\eta_{гр}$ —	КПД магистрального насосного агрегата [39];
$\eta_h$ —	гидравлический КПД [39];
$\eta_m$ —	механический КПД [39];
$\lambda$ —	коэффициент гидравлического сопротивления [98];
$\nu$ —	кинематическая вязкость, м <sup>2</sup> ·с <sup>-1</sup> (Ст) [98];
$\rho$ —	плотность, кг·м <sup>-3</sup> [98];
$\Delta$ —	абсолютная шероховатость трубопровода, м [98];
$\Delta h$ —	потери напора на затворе узла регулирования давления, м;
$\Delta h_y$ —	минимальный запас над перевальной точкой, необходимый для ра-



боты нефтепровода без самотечных участков, м [98];

$\Delta p$  – потери давления на затворе,  $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$  (Па) [37];

$\Delta z$  – разность отметок конца и начала участка, м [98].

### *Индексы*

max – максимальное значение параметра;

min – минимальное значение параметра;

$i, j, k$  – порядковый номер параметра.

### *Нормативные ссылки*

РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 44 с.

РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», Институт проблем транспорта энергоресурсов, 1997. – 94 с.

РД-23.040.00-КТН-011-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2016. – 153 с.

РД-23.040.00-КТН-254-10 Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 47 с.

РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 129 с.

РД-23.080.00-КТН-107-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов. Нормы вибрации. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 37 с.

						Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 165 с.

РД-29.160.30-КТН-071-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 119 с.

РД-29.160.30-КТН-149-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Капитальный ремонт электродвигателей для насосных агрегатов. Требования к проведению. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 106 с.

РД-35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 130 с.

РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 204 с.

РД-75.180.00-КТН-255-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 129 с.

РД-91.200.00-КТН-175-13 Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 215 с.

ОР-03.100.50-КТН-144-11 Порядок разработки, утверждения, корректировки и контроля исполнения Программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 97 с.

ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транс- нефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2008. – 34 с.

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОР-19.020.00-КТН-254-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Порядок проведения лабораторных испытаний и входного контроля. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 32 с.

ОР-75.180.00-КТН-018-10 Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 93 с.

ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 28 с.

ОТТ-23.040.00-КТН-145-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 15 с.

ОТТ-23.080.00-КТН-049-10 Насосы нефтяные магистральные и агрегаты электронасосные на их основе. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 65 с.

ОТТ-29.160.30-КТН-071-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства частотного регулирования скорости электродвигателей напряжением выше 1000 В. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 53 с.

ОТТ-29.160.30-КТН-074-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Синхронные электродвигатели напряжением 6 (10) кВ мощностью до 8000 кВт для приводов магистральных насосных агрегатов. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 120 с.

ОТТ-75.180.00-КТН-177-10 Арматура регулирующая для магистральных нефтепроводов. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 70 с.

ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2015. – 78 с.

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. – М.: Госстандарт России, 2003. – 33 с.

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ ISO 17769-1-2014 Насосы жидкостные и установки. Основные термины, определения, количественные величины, буквенные обозначения и единицы измерения. Часть 1. Жидкостные насосы. – М.: ИНК Издательство стандартов, 2015. – 14 с.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России, 2002. – 11 с.

ГОСТ 6134-2007. Насосы динамические. Методы испытаний. – М.: Стандартиформ, 2008. – 99 с.

						Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр
Введение	12
1. Oil transportation via main pipelines	15
1.1. Modern problems of oil transportation by main pipelines	15
1.2. Classification of commercial oil	19
1.3. Main objects and construction of main oil pipelines	21
1.4. Technological transfer schemes	23
1.5. Equipment of pumping stations	27
2. Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	30
2.1. Современные технологии магистрального трубопроводного транспорта нефти	30
2.2. Факторный анализ методов, направленных на обеспечение энергоэффективного магистрального трубопроводного транспорта нефти	33
2.3. Обзор нормативно-технических документов, теоретических и экспериментальных трудов в области оптимизации режимов перекачки, нерешенные проблемы	34
2.3.1. Обзор нормативно-технических документов в области энергосбережения	34
2.3.2. Обзор существующих методов регулирования давления на нефтеперекачивающей станции	35
2.3.3. Обзор существующих методик расчета оптимального распределения напоров по станциям для заданной производительности	41
2.3.4. Обзор существующих методик расчета целесообразности применения противотурбулентных присадок в задачах оптимизации режимов перекачки	46
3. Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	49
3.1. Общая характеристика режимно-технологических задач планирования работы системы магистральных нефтепроводов	49

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Список сокращений, условных обозначений и нормативных ссылок	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

3.2. Основные математические модели объектов и технологических процессов магистрального нефтепровода	54
3.3. Математическая формализация задач оптимизации технологических режимов работы магистрального нефтепровода для заданной производительности	59
4. Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	65
4.1. Технологическая характеристика объекта	65
4.2. Оптимизация режимов перекачки за счет подбора способа регулирования давления на нефтеперекачивающей станции	66
4.3. Расчет оптимального распределения напоров по станциям, обеспечивающих заданную производительность технологического участка	70
5. Технико-экономическое обоснование применения ЧРП	87
5.1. Введение	87
5.2. SWOT-анализ повышения ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода	88
5.3. Оценка готовности проекта к коммерциализации	90
5.4. Формирование плана и графика работы	92
5.5. Технико-экономическое обоснование применения ЧРП	95
6. Социальная ответственность	99
6.1. Профессиональная социальная безопасность	99
6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	100
6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	106
6.2. Экологическая безопасность	109
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	110
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	111
Заключение	88
Список используемых источников	124
Приложение А	127
Приложение Б	128
Приложение В	133

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность.* Для осуществления перекачки нефти по трубопроводам в системе трубопроводного транспорта эксплуатируется большое количество перекачивающих агрегатов, потребляющих значительный объем электрической энергии, расход которой напрямую зависит от выбранных режимов транспортировки углеводородов. Как следует из применяемых современных технологических режимов перекачки их вариабельность может быть разной, что в итоге позволяет варьировать объем энергопотребления Предприятия в целом.

С другой стороны, и на федеральном уровне (ФЗ № 261 [113]), и на уровне Предприятий (энергосбережения ПАО «Транснефть» [32, 33]) постоянно ведется регламентирование сокращения расходов электроэнергии. Поэтому выбор наименее затратного, с точки зрения энергопотребления, способа перекачки нефти на конкретном участке нефтепровода является приоритетной задачей Предприятия. В связи с вышеуказанным, тема ВКР «Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода» актуальна.

*Объект исследования* – процесс перекачки нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.

*Предмет исследования* – технология ЧРП для управления перекачкой нефтепродукта по магистральному нефтепродуктопроводу.

*Цель работы.* Выбор оптимального режима перекачки нефтепродукта по участкам магистрального нефтепродуктопровода с шестью нефтеперекачивающими станциями.

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					12	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

*Задачи исследования:*

- 1) провести литературный обзор современных методов управления транспортировкой нефти и нефтепродуктов с пониженным энергопотреблением насосных агрегатов при эксплуатации нефтеперекачивающих станций;
- 2) рассчитать потери напора на трение при транспортировке нефтепродукта на магистральном нефтепродуктопроводе с 6 нефтеперекачивающими станциями;
- 3) выполнить процедуру построения коридора эпюр напоров;
- 4) построить зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора
- 5) рассчитать оптимальные режимы перекачки и определить установки САР давления;
- 6) рассчитать энергопотребление для различных способов регулирования;
- 7) оценить экономическую целесообразность применения ЧРП.

*Новизна и практическая значимость.*

В процессе выполнения магистерской диссертации одновременно решено две задачи:

- 1) Снижение энергозатрат на работу насосных агрегатов за счет выбора способа регулирования давления на НПС, обеспечивающего минимальное энергопотребление;
- 2) Повышение эффективности работы и надежности линейной части за счет оптимизации напорно-расходной характеристики и исключения образования перевальных точек.

*Степень достоверности.*

Достоверность, полученных в работе результатов и выводов, обеспечивается за счет использования информации, полученной при эксплуатации действующего технологического участка МНПП и МНС, адекватности применяемых математических моделей, сравнения, полученных

					Введение	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



выводов, с реальными данными по результатам эксплуатации нефтеперекачивающих станций.

*Апробация выпускной квалификационной работы магистра.*

Раздел ВКР по расчету и выбору оптимальных режимов перекачки был представлен в виде доклада на XIX Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, а также во Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в г. Нерюнгри.

					Введение	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1. OIL TRANSPORTATION VIA MAIN PIPELINES

## 1.1. Modern problems of oil transportation by main pipelines

The current oil transportation facilities are a complex set, which includes the main oil pipelines, oil pumping stations (OPS) as well as supporting elements, such as power lines, substations, etc. [1]. This complex working as a unit performs the task of oil transportation from the field to consumers, for example, such as a refinery. The quality of this system depends on a stable and timely oil supply as well as environmental safety of these operations, which in turn characterizes the quality of the transport company.

Currently, the operation of all the main oil pipelines in Russia is carried out by a joint-stock company for oil transport "Transneft", whose main functions, according to [2-3], are:

- transfer and management of oil transportation via main pipelines to refineries in Russia and abroad;
- prevention, diagnosis and emergency repair work on the main oil pipelines;
- implementation of the integrated development of the network of main oil pipelines and other ancillary facilities of oil pipeline transport of oil;
- cooperation with the enterprises of neighboring countries involved;
- control of oil pipelines;
- introduction of scientific and technological progress in the activities of organizations;
- ensuring environmental protection in the areas, where the pipeline system facilities are located.

At present, JSC "Transneft" operates more than 70 thousand km of pipelines with diameters from 400 to 1220 mm, more than 500 pumping stations, and it has at

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Oil transportation via main pipelines	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					15	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

its disposal more than 22 million cubic meters of tank containers. Pipelines with diameters from 800 mm up to 1220 account for more than half of length of the pipeline system and provide transport for about 90% of oil produced in Russia.

The environmental aspect of oil transport [4-6] implies monitoring industrial emissions from the enterprises pipeline system, analysis and reduction factors of oil spills from the pipeline, reducing water consumption for own needs of the reservoirs, rivers, lakes, by reuse of treated industrial water, etc. This aspect plays an important role in the oil transportation system, and an example of this is the considerable interest in environmental safety by AK "Transneft", which is the leading company for oil transportation through trunk pipelines in Russia and abroad.

The economic aspect of oil transportation means reduction of oil transportation costs by:

- 1) replacement of old equipment with modern one, which has the best performance;
- 2) the use of resource-saving technologies;
- 3) improvement of technological modes of oil pumping.

Moreover, the first and the second paragraphs show how significant the cost of the material nature, and time spent on the introduction of new equipment, while the third paragraph shows how to achieve this goal in less time and minor material costs.

In addition, optimization of oil transportation modes allows:

- reducing equipment wear due to the choice of transfer modes, which have a lower voltage;
- improving equipment efficiency by selecting the optimum operating modes of pumps in the main pipeline;
- reducing energy consumption in compliance with the oil supply.

Due to the improvement of pumping oil modes demands for the quality of the control system will inevitably raise, since this will depend on the reliability of the oil pipeline transport system. For this reason, the main oil pipelines management system must fully meet these requirements.

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Main oil pipeline is a collection of pump stations and interconnecting pipelines (a linear part), originating from the head-end and ending with oil distributors. Each pumping station is equipped with main pump units, the number of which reaches up to 4, but only one or two of them work. Main oil pipeline maintenance is the task of providing required operating parameters for each of these units. The complexity of this control consists of the fact that the main oil pipeline is a complex, interconnected system, and change in the mode of operation of the main pump unit affects the operation of the entire section of the pipeline, which will inevitably require mandatory harmonization of the work of these units. In fact, this set of main pump units, which operate throughout the main oil pipeline, is a group of similar objects. Therefore, examining the section of the main pipeline is required as a whole, and it is necessary to manage and regulate the work of the main pump units on the section of the main pipeline, taking into account the relationship between them [7,8].

The need to control operating modes of the main oil pipeline is determined by the following factors:

- changing the rheological parameters of oil due to the influence of the water contained therein, paraffin, dissolved gas, etc., as well as due to the influence of seasonal changes in ambient temperature;
- variable loading of the pipeline due to the high dynamics of changes in the work of suppliers and consumers of oil;
- changing pumps characteristics (increase in the gap of the sealing rings, leading to increase in volume loss, wear of moving parts, etc.) and pipelines (the effective diameter reduction due inline deposits, wall thinning due to corrosion, etc.).

At the pumping station (PS), all energy costs are divided into two types: supporting and process. Supporting costs include the cost of the drive booster pumps (water, oil, etc.). And these costs are almost always constant. Technological costs include the cost of electricity that goes to main and booster pumps.

According to [4,8], for at least 30% of the proceeds for the transportation of oil money is spent on electricity costs, goes to the consumption of the main pump units.

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Thus, to reduce the cost of oil transportation through the main pipeline is necessary to improve management of oil pumping modes.

The process of pumping oil through main pipelines is a complex process that requires a high-quality management and accounting factors, both external and internal. The main tasks performed by the control system of pump stations, are environmentally safe and stable oil transfer, at the same time, the issues on reduction its (transportation) costs should be solved.

Currently, the challenge for a stable and environmentally safe oil transportation is solved relatively well: there is continuous monitoring of the state of the main oil pipeline, plans for the transfer are drawn up, on the basis of which operating conditions are determined, the values of process parameters are calculated in advance and carried out maintenance of equipment pumping stations of these parameters within the allowable range and much more.

The task of reducing the oil transportation cost has also been given necessary attention. Old equipment is updated, and the software installed on it is a new one, with the best characteristics. However, the proliferation of such measures is limited by unavoidable material costs in a large scale.

Operational management of the entire system of oil pipeline transport, maintenance of optimal performance and minimization of the possibility for oil pipeline break is another task for pumping station management system and personnel involved in its maintenance.

Another problem, which is no less important, is the pumps operation mode. Currently, pumps of the main oil pipelines operate at the maximum possible speed. On the one hand, it characterizes the efficiency mode due to a high load and hence the maximum performance, but, on the other hand, the pump unit operates in a turbulent flow, whereby the fluid passing through the rotor (impeller) is laminar and turbulent flow.

It is known that the maximum efficiency of the pump set is not achieved at the maximum flow rate, and the task of choosing the optimal mode of operation is to maintain the pump turns on, providing maximum efficiency. It may seem that it is

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

possible to calculate and choose the optimal speed of the rotor and the problem will be solved, but the characteristics of the main oil pipeline change over time (resin and paraffin deposits on the walls of the pipes, the scheduled replacement of sections of the main oil pipeline, water and gas accumulations within the main pipeline).

Thus, nowadays, the problem of reducing the cost of pumping oil through the main pipeline is relevant, because the cost of electricity is steadily growing each year. Also, optimization of equipment operating mode can be achieved by increasing the time interval between maintenance works in the main pumping units.

## 1.2. Classification of commercial oil

There are crude oil and commodity. Crude oil is a natural fossil hydrocarbon mixture, which contains water, dissolved gas, mechanical impurities, and mineral salts. It is the primary raw material for the production of liquid fuels (diesel, gasoline, kerosene, fuel oil, etc.), lubricants, bitumen and coke. In other words, crude oil is a liquid extracted from the wells in the oil fields, which has not passed field treatment. Commercial oil is the oil that is prepared for delivery to the consumer in accordance with the requirements of regulatory and technical documents adopted in the prescribed manner.

In accordance with GOST R 51858-2002 "Oil. General technical conditions" [9] (as amended on 16.08.2005) commercial oils are divided into classes, types, groups and species.

**The class** of commercial oil is determined depending on the content of sulfur in it. There are four classes: 1st class – low-sulfur (when the mass fraction of sulfur 0,60 % or less); 2nd – sulphide (sulfur from 0.61 to 1.80 %, including the considerably); 3rd – sour (sulfur from 1.81 % to 3.50 inclusive); 4th – especially high-sulfur (3.50 % excess sulfur).

**The type** of commercial oil for Russian consumers is set on its density, and if the oil is exported, further account-stroke fractions and wax content are taken into. There are five types of oil: 0 – very easy; 1 – light; 2 – average; 3 – heavy; 4 – bituminous (Table 1.1). It is easy to see that with the increase in numbers oil density

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

at 20° C increases, and the yield of the fractions at 200 and 300° C is reduced.

The type of oil intended for export is set for the worst indicator. For example, oil density relates to the first type and at the yield of the second fraction such crude oil is considered a second type. Mass paraffin content in the export of oil should not exceed 2 %.

Table 1.1 – Types of commercial oil

Indicator	Normative index value for oil types				
	0	1	2	3	4
Density, kg/m <sup>3</sup> : at 20 °C	830 and less	more than 830,0 to	more than 850,0 to	more than 870,0 to	more than
at 15 °C	833,7 and less	850,0 more than 833,7 to	870,0 more than 853,6 to	895,0 more than 873,5 to	895,0 more than 898,4
Yield fraction, % (minimum): to 200 °C	30	27	21	-	-
to 300 °C	52	47	42	-	-
Mass fraction of paraffin, % (no more)	6	6	6	-	-

Oil density determination at 15 °C is normative since 01.01.2004.

**The group** of commercial oil is established depending on the degree of its treatment (Table. 1.2). The greater the value of the group number, the higher the permissible weight and the water content of chloride salts are. At the same time, regardless of the group, solids content must not exceed 0.05 %, and the vapor pressure at 38 °C – 66 700 Pa (500 mm Hg.).

Oil group is set for the worst indicators listed in Table 1.2.

Table 1.2 – Groups of commercial oil

Indicator	Normative index value for oil groups		
	1	2	3
1. Water content, % (no more)	0,5	0,5	1,0
2. Concentration of chloride salts, mg/l (no more)	100	300	900
3. Mass fraction of mechanical impurities, % (no more)	0,05		
4. Vapour pressure, Pa (no more)	66 700		

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**The type of** commercial oil depends on its content of hydrogen sulphide and light mercaptans (see Table 1.3).

Table 1.3 – Types of commercial oil

Indicator	Normative index value for oil types	
	1	2
1. Mass fraction of hydrogen sulfide, g/t (no more)	20	100
2. Mass fraction of methyl and ethyl mercaptan, g/t (no more)	40	100

Oil is accepted in batches, which are understood as any quantity, accompanied by a certificate of quality (a quality certificate). To test compliance with the standard oil is tested periodically. Routine tests are carried out for each batch of oil by the density and the mass fractions of water, sulfur and chloride salts. For periodic tests the following factors are determined: the saturated vapor pressure, the mass fraction of mechanical impurities, the presence of hydrogen sulfide content of organochlorine compounds (as well as the yield of the fractions and the mass fraction of paraffin for oil exports). The results of periodic tests are recorded in the passport of quality of the test oil batch in the passports of all batches until the next periodic test. These tests are carried out in the terms agreed by the host and the delivering parties, but not less than once every 10 days.

Oil, which will be accepted for transportation in the Russian system of trunk oil pipelines, must meet the requirements of GOST R 51858-2002. A quality bank of oil operates on the basis of agreed indicators [10].

### 1.3. Main objects and construction of main oil pipelines

Pumped commercial oil in the main oil pipeline system originates in the supply lines connecting the sources of oil (oil-gathering station) with a head oil pumping station.

Head oil pumping station (HOPS) of the main oil pipeline can receive oil from the processing plants and pump it into the pipeline. HOPS has a tank farm, accommodating 2-3-day supply of oil performance, retaining the pump, an oil



metering unit, a main pump, a pressure control unit, a platform with safety devices for pressure release at hydraulic shocks, strainers as well as technological pipelines.

Oil booster pumping stations (OBPS) are to maintain the required pressure in the MOP in the pumping process. Unlike HOPS, their composition, typically does not include storage tanks, pumping and oil metering station.

The arrangement of pump stations along the route is carried out on the basis of hydraulic calculation, taking into account, as possible, a uniform distribution of pressure on them.

In long-haul trunk pipelines the arrangement of operational areas must be provided with the length of 400-600 km each (Fig. 1.1). At the boundaries of the operational areas oil pumping stations are located, the composition of which is similar to HOPS, but with a smaller capacity of a tank farm (0.3-0.5 Q-day daily production of oil pipeline). When acceptance operations are performed at oil pumping stations, this capacity must be increased to 1.0-1,5Q-day.

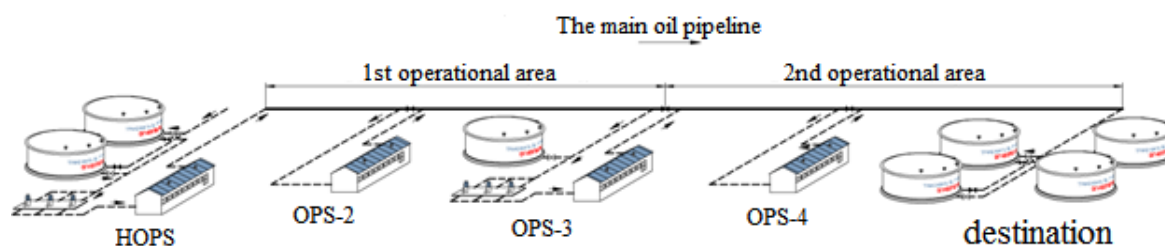


Figure 1.1 – Scheme of operational areas of the main oil pipeline [2]

At the end of the route oil is in the final destination. Here it is received, recorded, transited to other modes of transport or delivered to the consumer. Tank farm of destination should have the same capacity, and storage tanks as in HOPS.

Apart from that, the main oil pipeline has linepipe structures, which include:

- pipeline laid according to the installation conditions (climatic and geological) in the underground (in trenches), land (in bulk) or above ground (in support) versions. For MN oil welded steel pipes are commonly used with diameters up to 1220 mm. The wall thickness is calculated based on the maximum pressure developed by oil pumping station;

- linepipe valves designed to shut off the pipeline sections in case of accidents and repairs. Depending on the terrain, an interval between linear valves should be 15 ... 20 km;
- crossings through natural and artificial obstacles:
  - *underwater* (two strands run in the water barrier with a width of 75 m in mean water or more);
  - *crossings of roads and railways*, laid in guards (cases);
  - *elevated crossings* through ravines, gorges and etc.;
- pig traps (pig launchers or pig receivers) are intended for launching and retrieving in-line inspection rounds. They are placed at a distance of 300 km from each other and, as a rule, combined with the oil pumping stations. Traps should be provided also in looping and taps more than 3 km and the reserve line underwater passages, regardless of their length. Technical schemes of pig traps must provide a variety of options for technological operations depending on the location of the pipeline: a pass, acceptance and run, only start or only acceptance, as well as provide the possibility of pumping oil pumping station without stopping the cleaning process or diagnostics pipeline;
- station of (cathode, drainage) pipeline protection;
- communication and power lines. The communication line has a substantially dispatching function, and this construction is very important. Communication disruption results in stopping pumping. Transmission line (PTL) is designed to power the support systems and cathode protection stations;
- pipeline service roads, rescue and recovery posts, the house linemen, helipads.

#### **1.4. Technological transfer schemes**

Transport is the process of moving oil through the pipeline with the help of pumping units in a predetermined pattern.

Depending on the equipment of pumping stations, there are four pumping schemes:

- 1) by station (Fig. 1.2,a);

					Oil transportation via main pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

- 2) through a tank pumping station (Fig. 1.2,b);
- 3) connected to the tank (Fig. 1.2,c);
- 4) from the pump to the pump (Fig. 1.2,d).

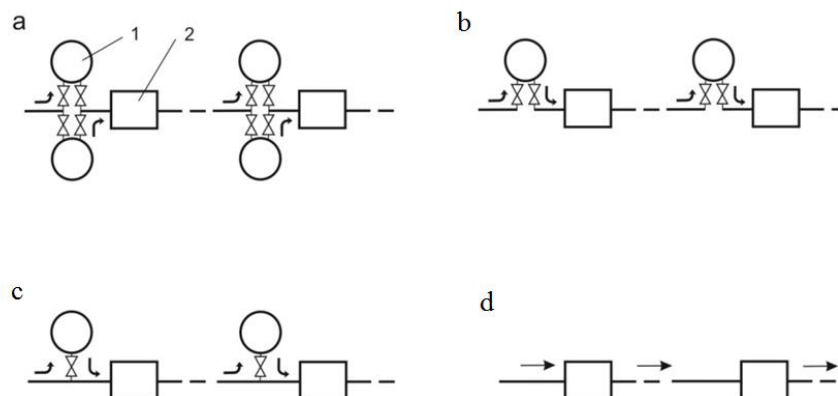


Figure 1.2 – Pumping schemes [1]:

- a – by station; b – through the tank pumping station; c – with a connected reservoir;  
d – from the pump to the pump; 1 – tank; 2 – pumping station

When **pumping by station** (fig. 1.3) oil is alternately taken to one of the pumping station reservoir, and pumped out of the other. This system allows accurately recording the pumped oil from the measurements of the level in the tanks. The main drawback of the system is large losses from evaporation during filling and emptying tanks (the loss of the "big breath"), as well as a significant metal content.

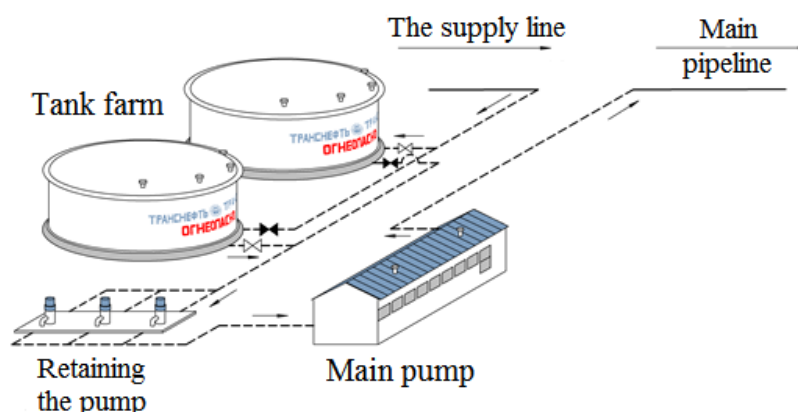


Figure 1.3 – Pumping by station [2]

At *pumping through the pumping station reservoir* (Fig. 1.4) from the previous station oil is transported into the tank which serves as a buffer capacity, and it is pumped out simultaneously. This reduces the movement of the oil level in the tank and, respectively, reduced the loss of "large breaths". However, the ability to detect leaks in the concrete spans is lost between oil pumping stations via tank accounting. Furthermore, due to mixing of oil in the tank evaporation losses are also significant.

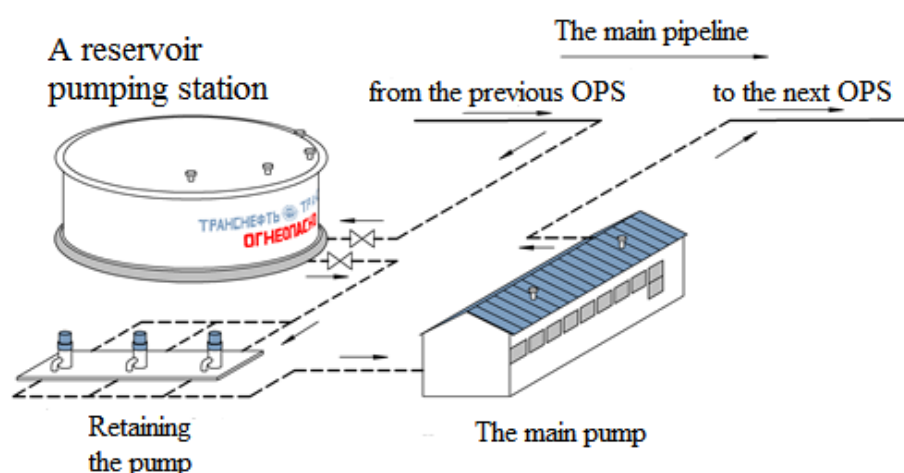


Figure 1.4 – Pumping through the tank [2]

At *pumping with the connected tank* (Fig. 1.5) oil does not pass through the oil tank, as it is connected with a branch line from the suction station. The level in the tank varies slightly, depending on the magnitude of the difference of costs that are provided by the previous pumping station. In case of equality of these expenditures, oil level has remained virtually unchanged. With this system, pumping losses from the "big breaths" are reduced even more significantly, as the turbulence of oil in the tanks is reduced. However, they exist anyway.

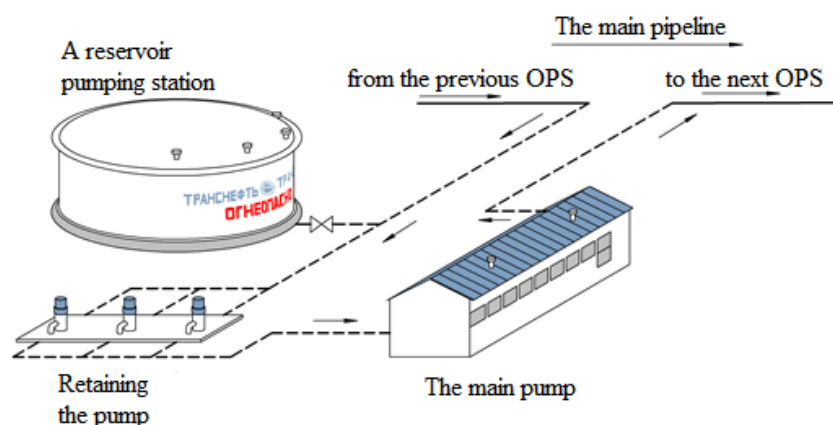


Figure 1.5 – Pumping with the connected reservoir [2]

Pumping *from pump to pump* (Fig. 1.6) is carried out by disabled tanks of intermediate pumping stations. They are used only to receive oil from the pipeline in the event of accidents or repairs. At disabled tanks losses from evaporation are completely eliminated and, in principle, there is no need for retaining the pump, as used backwater, passed by the previous pumping station. However, the work of pumping station becomes dependent on the work of other stations.

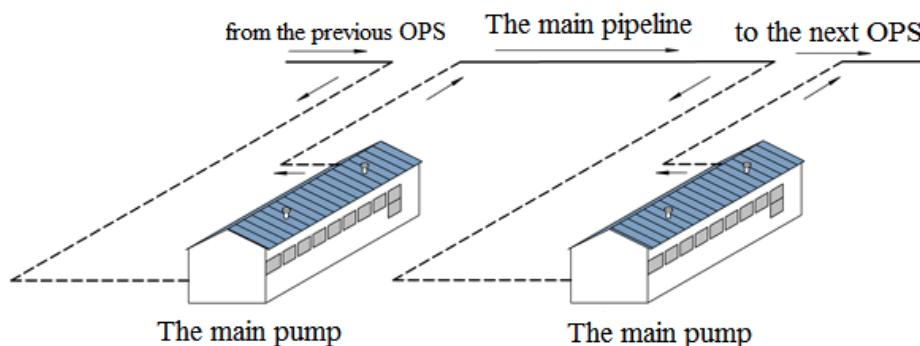


Figure 1.6 – Pumping from pump to pump [2]

The first three of these pumping systems are a consequence of the use of piston pumps for oil transport, because when reservoirs are connected, it significantly reduces the impact of hydraulic shock on the pipeline. At using centrifugal pumps, the most preferable pumping system is from pump to pump, because it allows achieving full synchronization of the pump stations.

Thus, the pumping system of the pump and the main pump is the most widely used in the oil-intermediate stations located within operational areas. Transfer with

connected tank is used in oil pumping stations located on the borders of neighboring operational areas. Head pumping station is the main oil pipeline system always works according to the system of transfer station by station. [10]

### 1.5. Equipment of pumping stations

The equipment of pumping stations is conditionally divided into main and supporting. Main equipment includes pumps and their drive and supporting equipment is necessary for the normal operation of the primary: power supply system, lubrication, heating, ventilation, etc.

Pumps of oil trunk pipelines must meet the following requirements:

- large supply at a relatively high pressure;
- long-term reliability and continuous operation;
- simplicity of design and technology services;
- compactness;
- economy.

Centrifugal pumps have these qualities. Other types of pumps for pumping oil through pipelines are not currently used.

For normal operating conditions, *the main centrifugal pumps* oil pumping fluid absolute pressure at the inlet should be greater than the saturated vapor pressure. In case of violation of this condition cavitation begins. It is the formation of vapor or gas bubbles in the liquid, leading to a sharp deterioration in the parameters of the pump or even complete failure of its work. Furthermore, subsequently falling into the higher pressure zone, bubbles collapse and this results in intensive erosion of the impeller blades. Therefore, for reliable and trouble-free operation of the main centrifugal pump it is required to ensure the necessary overpressure, which is usually generated by *the supporting charge pump* (in HOPS), or by the pressure transmitted from a previous pumping stations. Booster pump should have a good suction capacity, which is achieved due to relatively low shaft speed and the use of special wheels upstream. Booster pumps should be installed as close as possible to the tank

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

farm. To ensure the filling of the oil pump and reduce pressure losses in the suction line, booster pumps are often deepened.

For oil pumping via main pipelines a number of oil centrifugal pumps NM series (oil mainline) are developed that meet the following requirements:

- temperature pumping of -5 to 80 °C (268 ... 353 K);
- viscosity of oil pumping fluid up to  $3 \cdot 10^4$  m<sup>2</sup>/s;
- content of mechanical impurities up to 0,06 %.

The range of the nominal flow of the main pump HM series is 125-10 000 m<sup>3</sup>/h (Annex A). The pumps with supply to 1250 m<sup>3</sup>/h are sectional (multi-stage) impellers with unilateral entry. Pumps with supply above 1250 m<sup>3</sup>/h are of single-stage helical type with double intake of liquid to the impeller. Sectional pumps have a low value of NPSH required that sometimes eliminates the use of retaining pump (when sufficient overpressure is created by the fill level of reservoirs from which evacuation is carried out).

For the main pumps with supply of 2,500 m<sup>3</sup>/h and more interchangeable rotors are designed with a capacity of 0,5; 0,7 and 1,25 of the nominal Q<sub>n</sub>. The pump NM 1250-260 has a replaceable rotor pitch (0,7 and 1,25 Q<sub>n</sub>). All pumps are normal series HM and available in a horizontal design. They have a single rotational speed of 3000 rev/min.

As retaining the normal range of pumps the pumps of NRM Series are used (oil mainline booster) and IVC Series (oil booster vertical), the technical characteristics of which are given in Annex B. For the newly designed main oil pipelines it is preferable to use a vertical booster pumps.

As a rule, the main pump units are connected in series under the scheme – 2-3 working pump plus one reserve. Selection of a connection scheme for retaining pumps depends on the nominal supply. If it meets the main feed pumps, then one working booster pump and one standby are installed. If the flow of the main pump does not deliver a booster pump, then the parallel connection of two working retaining pumps is used plus one standby. In this case, the nominal supply of

					Oil transportation via main pipelines	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

retaining pumps should be approximately two times smaller than the trunk. The total supply of working retaining pumps should correspond to the main feed pump.

The drive for the main and booster pumps is widely used asynchronous and synchronous motors. Depending on the design of electric motors, they are installed either in the same room with pumps, or in a room separated from the pump room with a fire wall [10].



## 2. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

### 2.1. Современные технологии магистрального трубопроводного транспорта нефти

В настоящее время магистральный нефтепроводный транспорт играет одну из ключевых ролей в современной экономике, обеспечивая непрерывный транспорт нефти от мест её добычи до мест её потребления или перевалки на другой вид транспорта. На сегодня, около 88,1 % (481,1 млн. тонн) добываемой в России нефти, перекачивается по системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» (далее – Компания). Общая протяженность системы магистральных трубопроводов Компании составляет 72,18 тыс. км [32, 33]. Учитывая доминирующее положение Компании в отрасли, дальнейшие исследования будут проводиться применительно к ее трубопроводам.

В последнее десятилетие происходит интенсивное развитие магистрального трубопроводного транспорта нефти как, в части расширения сети трубопроводов, их реконструкции, так и применения новых современных подходов, направленных на повышение эффективности производственной деятельности Компании. Для осуществления данных целей в Компании действует ряд целевых Программ, в том числе энергетическая политика [129]. Кроме того, в соответствии с положениями Федерального закона №261 [113] и Программы стратегического развития Компании [32] снижение энергопотребления является одной из ключевых задач трубопроводного транспорта. В связи с чем, разработка методов, направленных на минимизацию энергопотребления в нефтепроводном транспорте, является важной и актуальной задачей для отрасли.

Основной задачей МН является перекачка заданного объема нефти за

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					30	138
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

фиксированный период времени. Для выполнения этой задачи насосы НПС должны создавать напор достаточный для преодоления всех потерь. Уравнение баланса напоров можно представить [2, 17]:

$$z_{\text{взл}} + h + \sum_{j=1}^n H_{\text{см},j} = \sum_{j=1}^n 1,02 \cdot h_{\text{тр},j} + \Delta z + \sum_{j=1}^n h_{k,j} + \sum_{j=1}^n \Delta h_j + h_{\text{pn}} \quad (2.1)$$

где  $z_{\text{взл}}$  – высота столба жидкости в резервуаре, м;

$h$  – напор подпорных насосов, м;

$H_{\text{см}}$  – напор станции, м;

$h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение, м;

$\Delta z$  – разность отметок конца и начала участка трубопровода, м;

$h_k$  – потери напора в коммуникациях станции, м;

$\Delta h$  – потери напора на затворе узла регулирования (для перепуска и частотного регулирования  $\Delta h = 0$ ), м;

$h_{\text{pn}}$  – остаточный напор в конце технологического участка (ТУ) МН, м;

$n$  – количество НПС на технологическом участке МН, шт.;

$j$  – порядковый номер НПС.

Потери на трение определяются из формулы Дарси-Вейсбаха [17]:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L \cdot u^2}{2 \cdot g \cdot D_{\text{вн}}}, \quad (2.2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$g$  – ускорение свободного падения, м·с<sup>-2</sup>;

$u$  – средняя по сечению скорость потока, м·с<sup>-1</sup>;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$L$  – длина участка между станциями, м.

Потери в коммуникациях НПС  $h_k$  принимаются в соответствии с

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

документом [98].

По ряду объективных причин МН не может осуществлять процесс перекачки постоянно на одном режиме: ремонтные работы на ЛЧ или НПС, внутритрубная диагностика или очистка МН, нештатное отключение НПС и т.д. В связи с этим периодически возникает задача изменения производительности. Управление производительностью МН осуществляется ступенчато (дискретно), за счет изменения набора работающих насосов на станциях и уставок САР.

Насосы на НПС могут иметь как одинаковые, так и разные напорные характеристики. Поэтому, ступенчатое регулирование производительности предусматривает изменение либо числа, либо комбинации включенных насосов на станции. Данный метод применяется при переходе МН с одного режима на другой.

Для поддержания давления на выходе станции не выше, а на входе не ниже заданной уставки, осуществляется регулирование давления с помощью САР на базе различных методов (способов) регулирования давления: дросселирование, частотное регулирование, перепуск.

В тех случаях, когда необходимо изменение характеристик насосов на длительный промежуток времени применяется:

- обточка рабочего колеса по наружному диаметру;
- сменный ротор.

В настоящее время доля затрат на электроэнергию в структуре операционных затрат Компании составляет около 9 % [51]. Согласно [32, 33] около 98,5 % электроэнергии, расходуемой на перекачку, приходится на привод МНА и подпорных насосных агрегатов (ПНА). Выполненный анализ карт режимов работы МН показал, что около 95 % от энергопотребления МНА и ПНА приходится на

МНА, в связи с этим управление их энергопотреблением представляет наибольший интерес для дальнейших исследований.

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.2 Факторный анализ методов, направленных на обеспечение энергоэффективного магистрального трубопроводного транспорта нефти

Мощность МНА ( $P$ ) можно представить [17]:

$$P = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{\eta_{gr}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot (h_{mp} + \Delta z + h_k + \Delta h)}{\eta_{gr}}, \quad (2.3)$$

где  $Q$  – объемная подача насоса,  $\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ ;  
 $H$  – напор магистрального насоса, м;  
 $\rho$  – плотность нефти,  $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$ ;  
 $\eta_{gr}$  – КПД МНА.

Снизить мощность (2.3), расходуемую на перекачку, при фиксированной подаче возможно за счет уменьшения потерь на трение ( $h_{mp}$ ), повышения КПД агрегата ( $\eta_{gr}$ ), а также уменьшения потерь в коммуникациях ( $h_k$ ) и на дросселирование ( $\Delta h$ ).

При заданных  $u$ ,  $L$ ,  $\nu$  в (2.2), уменьшить  $h_{mp}$  возможно за счет:

- увеличения  $D_{вн}$  с помощью внутритрубной очистки [76];
- ПТП [56, 61, 63, 69, 126].

Периодичность и порядок проведения внутритрубной очистки МН определены в нормативном документе [76] и в настоящей работе не рассматриваются.

Выполненный анализ литературы [56, 61, 63, 91, 126] показал, что одним из наиболее эффективных способов уменьшения потерь на трение является применение ПТП. В работе [61] показано, что за счет применения ПТП возможно снизить потери на трение на 60 % и на точно такую же величину энергопотребление. Но, учитывая высокую стоимость ПТП, целесообразность ее применения определяется по результатам ТЭО [91].

$\eta_{gr}$  представляет собой произведение КПД насоса и всех элементов привода [98], состав элементов зависит от метода (способа) регулирования давления. Выбор наиболее экономичного, с точки зрения энергопотребления,

метода регулирования давления позволит минимизировать энергопотребление НПС. Опыт эксплуатации НПС показал, что, например, при замене на станции узлов дросселирования на ПЧ возможно снизить энергопотребление до 10 %.

Потери напора на дросселирование  $\Delta h$  можно снизить за счет правильного подбора напорных характеристик (диаметр ротора и рабочего колеса) насосов, при которых обеспечивается минимальное дросселирование.

Реализация одной и той же производительности МН возможна режимами с разным распределением напоров по НПС и комбинациями включения МНА. При этом мощность, требуемая для перекачки, на этих режимах может различаться. Анализ документа [74] и работы [26] показал, что экономия за счет выбора оптимального распределения напоров по НПС может достигать 1,5-3%. В связи с этим НТД [74] требует, чтобы режим был оптимальным по критерию затрат мощности, расходуемой на перекачку, поэтому возникает задача расчета оптимальных режимов.

Таким образом, снизить энергопотребление в процессе перекачки (*оптимизировать режим*) возможно за счет:

- применения ПТП;
- использования методов регулирования давления, обеспечивающих минимальное энергопотребление при идентичных условиях перекачки;
- перераспределения напоров по НПС;
- проведения периодической внутритрубной очистки трубопровода;
- уменьшения дросселирования.

## **2.3 Обзор нормативно-технических документов, теоретических и экспериментальных трудов в области оптимизации режимов перекачки, нерешенные проблемы**

### **2.3.1 Обзор нормативно-технических документов в области энергосбережения [9]**

Вопросы энергосбережения регламентируются следующими Российскими и Международными документами: Федеральный закон №261 [113], стандарт

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

ISO 50001:2011 [132], Государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» [42], постановление Правительства РФ №87 [86].

Указанные документы носят рекомендательный характер и подчеркивают необходимость разработки энергосберегающих мероприятий, но в явном виде они не содержат конкретных предложений по порядку разработки и содержанию данных мероприятий.

Более применимыми к отрасли являются документы по энергосбережению, разработанные Компанией: программа энергосбережения Компании [32, 33], энергетическая политика Компании [129], нормативный документ «Порядок разработки, утверждения, корректировки и контроля исполнения Программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «АК «Транснефть» [73].

Наиболее полно основные направления деятельности Компании в области энергосбережения раскрывает документ [73]. Данный документ определяет перечень и порядок проведения корпоративных процедур по согласованию Программы энергосбережения, а также определяет основные направления деятельности в области энергосбережения: оптимизация технологических режимов транспортировки нефти, очистка внутренней поверхности МН и фильтров-грязеуловителей, применение ПЧ магистральных насосов и т.д.

Однако, формулировки в документах Компании [73, 129] являются общими и не содержат конкретных предложений, также как документы [42, 86, 113, 132].

### **2.3.2 Обзор существующих методов регулирования давления на нефтеперекачивающей станции**

Порядок выбора метода регулирования давления на станции определяется нормами проектирования НПС [100]. Также вопросы, связанные с выбором метода регулирования давления на станции освещались в работах Российских и зарубежных ученых и инженеров: К.Р. Ахмадуллина, Л.М. Беккера, С.А. Бобровского, К.В. Быкова, В.В. Васильковского, Е.В. Вязунова, Р.Р.

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гафарова, А.И. Гольянова, В.И. Голосовкера, В.В. Жолобова, Л.А. Зайцева, М.В. Лурье, П.А. Мороза, Е.В. Русова, О.Н. Рыжевского, Г.С. Салащенко, А.П. Туманского, В.А. Шабанова, Ю.И. Шилина, Дж. Джефферсона (J.Jefferson) А.Ф. Бархатова и др.

Тем не менее, до сих пор данное направление является предметом дискуссий.

В настоящее время наиболее распространенным способом регулирования давления на станциях остается способ дросселирования потока, проходящего через станцию. Недостаток данного способа – наличие потерь напора на узле дросселирования даже в тех случаях, когда дросселирование не требуется. В соответствии с [100, 111] потери на полностью открытом затворе не должны превышать 0,02 МПа. Данное значение не учитывает потери в обвязке узлов регулирования. Выполненный анализ фактических режимов работы НПС показал, что на отдельных станциях суммарные потери в обвязке и на затворе могут достигать 0,08-0,1 МПа. Полученные данные подтверждают результаты эксперимента [22], где показано, что фактические потери на действующем узле регулирования гораздо больше, чем расчетные. Данное явление связано с взаимным влиянием местных сопротивлений узла регулирования, расположенных близко друг к другу в потоке (процесс интерференции) [3].

Относительно целесообразности применения ГМ имеются различные точки зрения, так в [47] указывается, что из-за больших потерь мощности в ГМ их применение нецелесообразно. В то же время в [5, 15, 43, 45, 104, 105, 106, 125, 127] сравнение эффективности различных методов регулирования выполняется через введенный авторами параметр КПД НПС/мощность НПС и на расчетных примерах показано, что КПД НПС/мощность НПС при использовании ГМ больше/меньше, чем при других способах регулирования. Однако, в данных работах не учитывались потери мощности в ГМ при регулировании. Анализ технической документации на ГМ [110] показал, что КПД ГМ 98,5 % при работе на номинальных оборотах и 40,6 % при частоте вращения ротора 50 %.

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

В ранее проведенных автором исследованиях [44], на примере МН «Усть-Балык-Омск» ТУ «Вагай-Омск» DN 1000 показано, что в случае замены узлов дросселирования на НПС на ГМ, расход электроэнергии при применении последних будет выше, чем в случае использования узлов дросселирования. Практический опыт использования ГМ на НПС ТС ВСТО-II показал, что применение ГМ для регулирования давления приводит к существенному перерасходу электроэнергии. В результате чего в отраслевые нормы проектирования НПС [100] внесено требование, запрещающее применение ГМ для регулирования давления при работе МН на стационарных режимах. В настоящее время регулирование давления на НПС ТС ВСТО-II осуществляется путем отключения агрегатов, а ГМ используется только для регулирования давления в переходных процессах, связанных с пуском или остановкой МНА на соседних НПС [135].

Таким образом, дальнейшее сравнение энергопотребления ГМ с методом дросселирования давления нецелесообразно. В то же время, как показано в [44], капитальные затраты на ГМ выше, чем на узел дросселирования давления.

Относительно применения частотно-регулируемого привода (ЧРП) ситуация также неоднозначная, так в [18, 43, 50, 95, 101, 116-119, 127] отмечается экономическая целесообразность применения ЧРП и эффект от его применения достигается за счет:

- снижения энергопотребления по сравнению с методом дросселирования [18, 43, 50, 95, 101, 116, 118, 127];
- уменьшения в 2-3 раза циклических нагрузок на технологические трубопроводы НПС и ЛЧ, а также увеличения срока службы электродвигателей и магистральных насосов благодаря снижению количества пусков МНА [95, 119, 120].

На самом деле применение ЧРП приводит к дополнительному расходу электроэнергии за счет потерь мощности в ПЧ, которые по данным Производителя при номинальной частоте вращения ротора составляют около 2-4% [53, 80]. При изменении частоты вращения ротора электродвигателя от 100

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



% до 55 % КПД ПЧ дополнительно уменьшается на 1 % относительно номинального [53]. Анализ фактических режимов работы действующих ЧРП на объектах Компании показал, что фактические потери мощности в ПЧ могут достигать 5-6 %.

Также имеются противоречия между различными действующими НТД, так в [100] предусматривают установку ПЧ на каждый МНА, но в то же время положения документа [95] предусматривают использование одного ПЧ для двух МНА, то есть одновременно ПЧ может работать только с одним МНА. Недостатками такого подхода являются: отсутствие резерва ПЧ на НПС, сужение диапазона напоров НПС, что делает его применимым в исключительных случаях.

Перечень применяемых в настоящее время на действующих НПС способов регулирования давления не является исчерпывающим, так на действующих станциях не используется способ перепуска (рисунок 1.1). Принцип данного метода заключается в том, что часть  $q$  от общего потока нефти перепускается с выхода на вход магистральной насосной станции (МНС), в результате подача насосов увеличивается на  $q$  по сравнению с расходом в трубопроводе  $Q_n$  и исходная рабочая точка (А) перемещается вправо по напорной характеристике (В), а давление на выходе НПС снижается (рисунок 2.1).

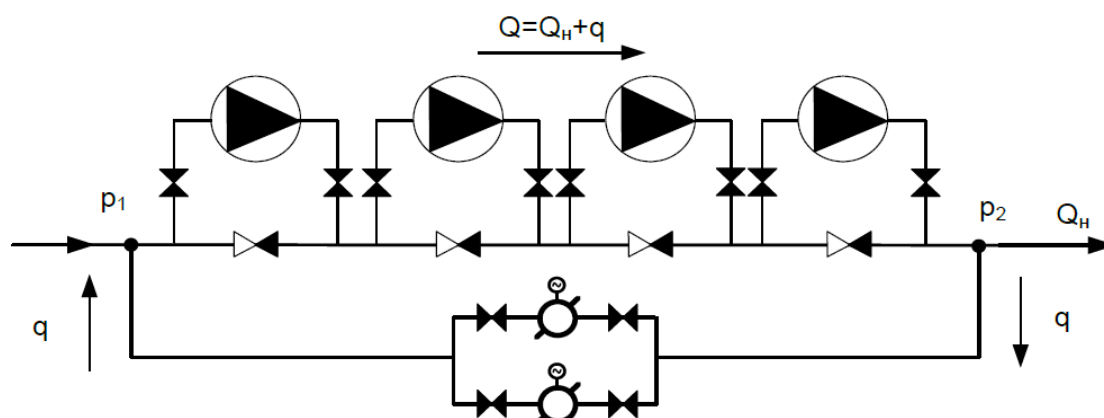


Рисунок 2.1 – Технологическая схема системы перепуска

$p_1$  – давление на входе МНС,  $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$ ;  $p_2$  – давление на выходе МНС,  $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$ ;  
 $Q = Q_n + q$  – подача насосов,  $\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ .

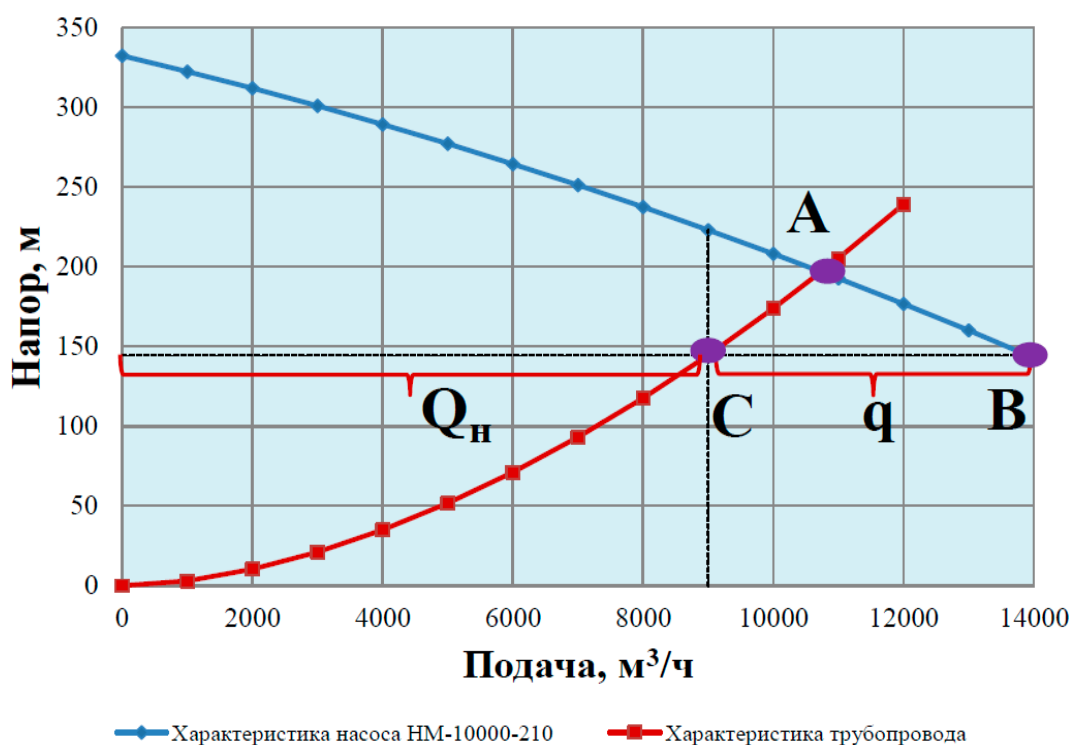


Рисунок 2.2 – Совмещенная характеристика трубопровода и НПС

Выполненный анализ литературы свидетельствует о том, что в ранее выполненных исследованиях имеется ряд противоречий касательно способа перепуска. Так, вопрос о целесообразности применения перепуска поднимался в работах [14, 15, 105, 106] и данный способ регулирования давления сравнивался с другими способами. Большинство исследователей выполняли сравнение с точки зрения затрат электроэнергии и показали, что при регулировании способом перепуска мощность МНА выше, чем при частотном регулировании или дросселировании.

Однако, как отмечается в [16, 52], перепуск может быть более экономичен, чем дросселирование в отдельных областях напорной характеристики насоса.

В работе [59] показана эффективность способа перепуска при регулировании давления в переходных процессах, вызванных закрытием задвижки на ЛЧ. В исследовании [1] показана эффективность совместной работы способа перепуска и дросселирования при регулировании давления в переходных процессах, вызванных отключением целой станции. Однако, в данных работах неопределенны характеристики (*диаметр номинальный,*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

давление номинальное, расчетный коэффициент кавитации и т.д.) затворов системы перепуска, параметры перепускной линии (диаметр/толщина стенки байпаса), а также возможность работы насосов за пределами рабочей части их напорной характеристики.

В ранее выполненных работах [1, 14, 15, 16, 59, 105, 125] не выполнялось сравнение способов регулирования давления с учетом капитальных вложений. Кроме того, во всех работах не учитывались повышенные требования к затворам системы перепуска в части допустимого перепада на них и расчетного коэффициента кавитации.

Анализ литературы [1, 14, 15, 16, 59, 105, 125] и документа [100] показал, что в настоящее время опыт применения способа перепуска на НПС в РФ отсутствует. В то же время в работе [67] показано, что способ перепуска совместно с ГМ применяется на конденсатопроводе Хасси-Р'Мель-Арзев (Алжир).

В соответствии с НТД [100] дросселирование на стационарных режимах запрещено и применяется только в ряде оговоренных в нормативе случаях: в переходных процессах, связанных с пуском, отключением МНА на НПС, при перекачке партий нефти с различными физико-химическими свойствами и т.д.

Однако, выполненный анализ фактических режимов, действующих МН, показал, что при правильном подборе напорных характеристик насосов потери мощности на дросселирование не превышают 2-5%, причем с увеличением количества НПС на ТУ потери снижаются за счет возможности реализовать большее количество режимов без дросселирования. В то же время запрет на дросселирование практически невозможно реализовать, поскольку в процессе перекачки могут изменяться реологические свойства нефти и эффективный диаметр трубопровода. Согласно [76] на МН не допускается уменьшение эффективного диаметра более чем на 1 % относительно номинального внутреннего. В противном случае проводится внеплановая внутритрубная очистка. Анализ формулы (2.2) показал, что, например, для гидравлически гладких труб при уменьшении эффективного диаметра на 1% потери напора на

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трение возрастут на 4,75 %, для переходной зоны – 4,875 %, что приведет к увеличению давления на выходе НПС на такую же величину. Соответственно, для поддержания заданного давления, системе автоматического регулирования придется дросселировать излишний напор.

Сложившаяся противоречивая ситуация по вопросу применения различных методов регулирования давления, требует проведение дополнительных исследований, а положения документа [100] требуют уточнения и возможной доработки.

### **2.3.3 Обзор существующих методик расчета оптимального распределения напоров по станциям для заданной производительности**

Основной задачей МН является перекачка заданного объема нефти за фиксированный период времени (год, квартал, месяц). Для выполнения данной задачи формируется план-график работы МН, в котором указываются режимы перекачки и время работы на них.

Весь перечень режимов перекачки условно можно разделить на:

- основные режимы, производительность которых вычисляется путем перебора возможных комбинаций включения МНА на НПС;
- дополнительные режимы, производительность которых задается, и исходя из этого рассчитываются управляющие воздействия (*комбинации насосов, величина дросселирования и т.д.*), необходимые для их последующей реализации.

Опыт эксплуатации показывает, что работа только на основных режимах не позволяет осуществлять гибкое и оперативное управление ТУ. Задача расчета режимов перекачки для заданной производительности возникает в следующих случаях:

- при балансировке приемо-сдаточных операций между смежными ТУ;
- при экономической целесообразности работы на дополнительных режимах вместо основных;

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- когда одинаковую производительность перекачки можно обеспечить за счет разного распределения напоров по НПС ТУ (выбор наиболее оптимального распределения напоров по НПС из возможных).

Для обеспечения перекачки нефти с минимальными затратами необходимо, чтобы режимы, на которых будет работать нефтепровод, были оптимальными, с точки зрения мощности, расходуемой на перекачку. Учитывая, что при расчете основных режимов управляющие воздействия задаются, то в данном случае дополнительно оптимизировать данные режимы не представляется возможным. Однако, возможно оптимизировать режимы, рассчитываемые для заданной производительности, поскольку в данном случае находятся управляющие воздействия, которые позволяют обеспечить перекачку с минимальным энергопотреблением для данной производительности.

Задача расчета оптимального режима обычно формулируется следующим образом: для заданных давлений в начале и конце ТУ, производительности перекачки по ТУ и уставок САР найти такое распределение напоров по станциям и комбинации включения насосов, при которых мощность, расходуемая на перекачку, принимает минимальное значение при выполнении технологических ограничений, определенных отраслевыми нормативными документами.

Данная задача относится к классу нелинейных задач математического программирования [114] по следующим причинам:

- комбинация насосов, находящихся в работе, является целочисленной переменной;
- зависимость мощности МНА от его напора в общем случае нелинейная.

Учитывая, что одна переменная является целочисленной, общепринятые методы решения задач нелинейного программирования, например, градиентные методы, при решении задачи расчета оптимального режима непригодны.

Впервые задача расчета оптимального режима МН была поставлена и решена Д.Т. Джефферсоном методом динамического программирования [133]. Суть данного метода заключается в разделении исходной оптимизационной задачи на ряд простых подзадач.

В задаче Д.Т. Джефферсона регулирование давления на НПС осуществлялось с помощью дросселирования, соединение насосов последовательное, насосные агрегаты имели разные напорные характеристики, подкачки/сбросы на МН отсутствовали. Технологические ограничения накладывались на величину минимального напора на входе и максимального напора на выходе (после регуляторов) станции.

Для каждой комбинации насосов Д.Т. Джефферсоном [133] определялся диапазон напоров и потребляемая мощность. Зависимость мощности от напора при дросселировании принимает вид горизонтальных линий потому, что при заданной подаче мощность МНА не зависит от величины дросселирования. Справа функция ограничивается напором насосов НПС при заданной подаче, а слева максимальным дросселированием на затворе. После чего, для каждой комбинации определялось минимальное значение мощности МНА, по сравнению с другими комбинациями в данном диапазоне напоров. В результате строились функции, представляющие зависимость минимальной мощности МНА и комбинации включения насосов от напора (далее эти функции названы функциями Джефферсона [133]).

Например, при одинаковых напорных характеристиках всех насосов всего возможно четыре комбинации их включения (0 – насосов, 1 – насос, 2 – насоса, 3 – насоса). Для каждой комбинации включённых насосов работа без дросселирования при максимальном напоре является заведомо оптимальной в данном диапазоне напоров в сравнении с другими комбинациями. Если насосы на НПС имеют два типа характеристик (например, рабочие колеса у I, II насосов соответствуют 100 % от наружного диаметра рабочего колеса, а у III, IV насосов – 95 %), функция Джефферсона при семи возможных комбинациях принимает вид представленный на рисунке 2.3 (пунктиром показана область не

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оптимальных напоров для каждой комбинации). На рисунке 2.4 представлена зависимость оптимальной комбинации включения насосов на НПС от напора станции.

На следующем этапе решения задачи с использованием ранее построенных функций находится оптимальное распределение напоров по НПС методом динамического программирования.

В работе [24] показано, что функции Джефферсона могут использоваться для подбора оптимальных (с точки зрения энергопотребления) диаметров рабочих колес магистральных насосов.

В работах [24, 133] функции Джефферсона строились для способа дросселирования и для подбора оптимальных диаметров рабочих колес насосов. В связи с этим возникает задача построения функции Джефферсона для частотного регулирования.

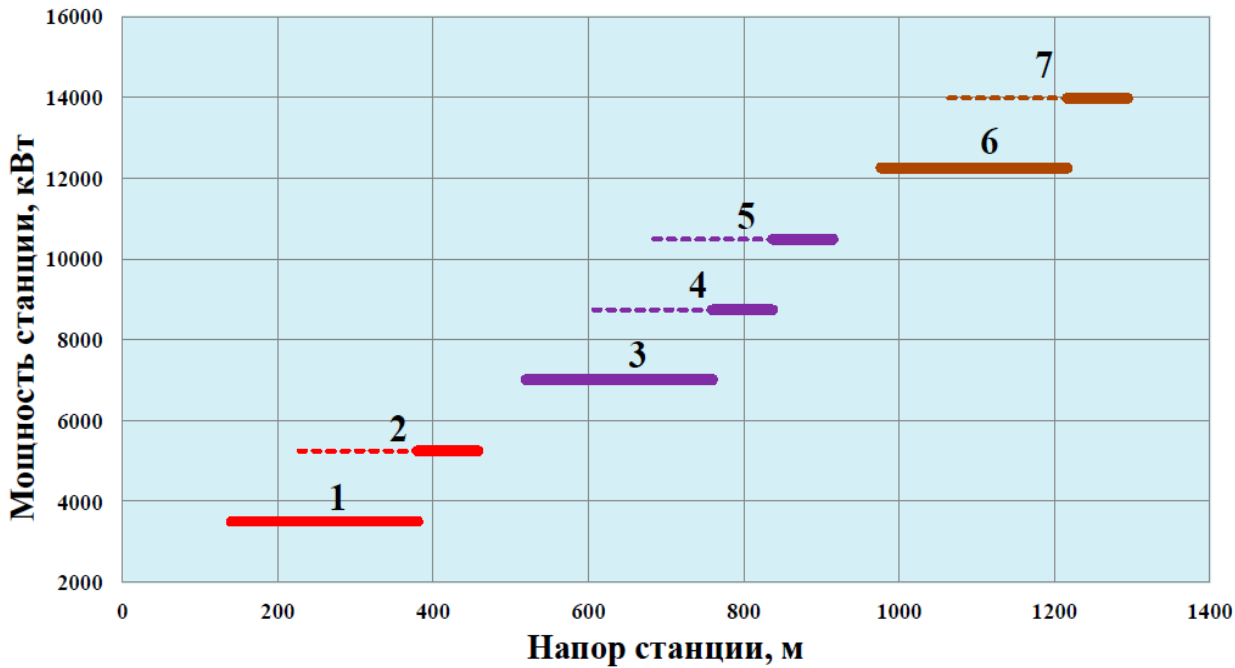


Рисунок 2.3 – Диапазон напоров для каждой комбинации включения МНА

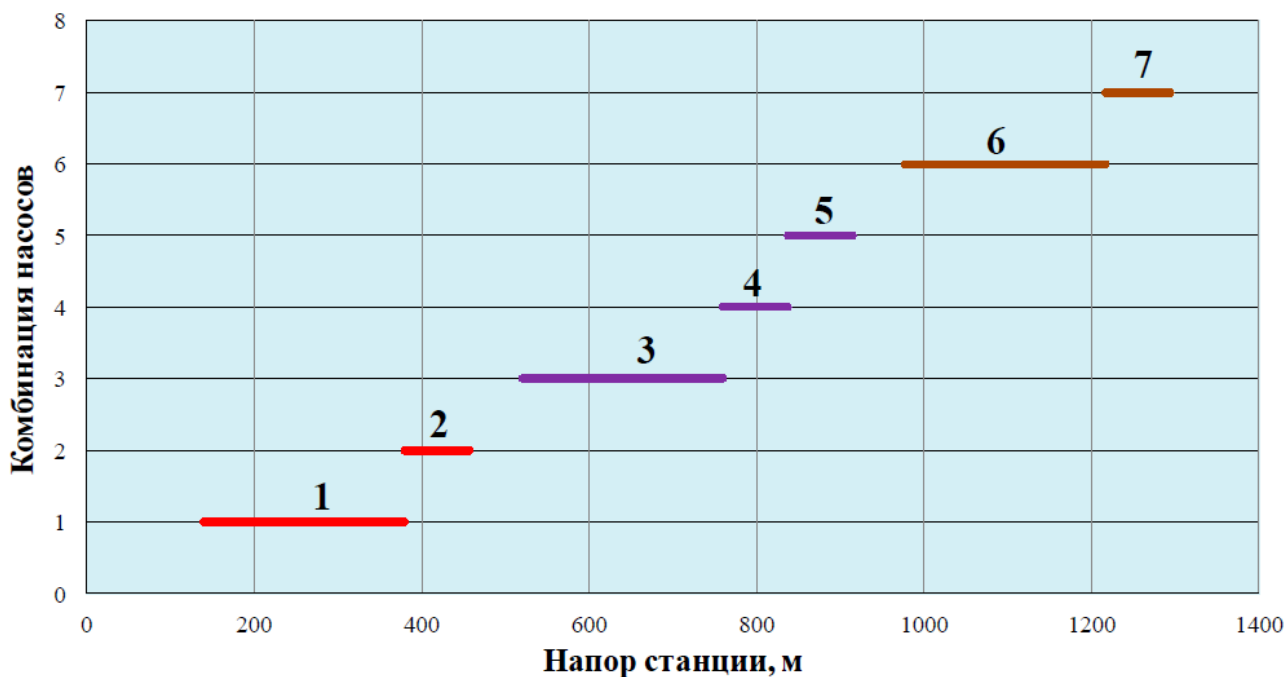


Рисунок 2.4 – Оптимальная комбинация включения МНА для различных диапазонов напоров

На сегодняшний день накоплен большой опыт решения задач оптимизации режимов перекачки. Постановка и решение данной задачи рассматривались в многочисленных работах [13, 16, 21, 25, 28, 31, 46, 68, 85, 102, 103, 112, 121, 123, 124] в течение последних пятидесяти лет. В этих работах уточняются технологические ограничения, критерии оптимизации, алгоритмы и методы решения задачи.

Общими недостатками приведенных работ является то, что:

- во всех проанализированных работах определяются оптимальные напоры и комбинации включения МНА на НПС, но не определяются управляющие воздействия, такие как уставки САР;
- в большинстве работ [16, 21, 25, 28, 31, 46, 68, 85, 102, 103, 112, 121, 123, 124] фактически не учитываются технологические ограничения по ЛЧ (*не превышение ДРД секций труб ЛЧ, обеспечение напорного режима течения жидкости*), поскольку в данных работах авторы исходили из предположения, что при заданных уставках САР давления выполняются все ограничения по ЛЧ.



Использование на практике ранее разработанных методик расчета оптимальных режимов перекачки может привести к:

- невозможности реализовать расчетный оптимальный режим, поскольку для этого необходимо знать значения уставок САР;
- превышению ДРД секций труб ЛЧ и, как следствие, к возможной разгерметизации трубопровода;
- образованию самотечных участков и к дополнительному увеличению энергопотребления [17].

Выполненный анализ возможностей, используемого в организациях системы «Транснефть», программного комплекса [87, 122] для расчета режимов перекачки показал, что он не позволяет рассчитывать оптимальные режимы работы МН.

Кроме того, существенным недостатком ранее выполненных работ является то, что в них не рассматривалась возможность оптимизации режима перекачки по ТУ МН посредством интеграции различных эксплуатационных методов, в частности за счет перераспределения напоров по НПС при одновременном использовании ПТП на отдельных участках МН.

Таким образом, разработка методики расчета оптимальных режимов перекачки, лишенной указанных недостатков, и ее реализация в виде компьютерной программы, представляет научный и практический интерес.

#### **2.3.4 Обзор существующих методик расчета целесообразности применения противотурбулентных присадок в задачах оптимизации режимов перекачки**

В мировой практике накоплен значительный опыт применения ПТП в нефтепроводном транспорте. Первые промышленные испытания ПТП были на Трансаляскинском МН в 1979 г. фирмой Trans Alaska Pipeline System с целью увеличения пропускной способности МН [65]. В России впервые ПТП испытывали в 1985 г. на МН «Лисичанск-Тихорецк», в 1991 г. на МН «Александровское- Анжеро-Судженск» и в 1993 г. на МН «Тихорецк -

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Новороссийск» [65].

Действие ПТП сводится к гашению пристеночной турбулентности за счет взаимодействия длиномерных молекул ПТП с турбулентными вихрями, в результате чего уменьшается гидравлическое сопротивление и, как следствие, потери на трение [61]. В связи с этим, за счет применения ПТП возможно:

- увеличить пропускную способность трубопровода;
- снизить энергопотребление на перекачку при сохранении прежней производительности (*использование ПТП в задачах оптимизации режимов перекачки*).

На сегодняшний день ПТП широко применяется для решения первой задачи [4, 30, 48, 56, 57, 61, 62, 64, 65, 69, 70, 91, 115]. Связано это с тем, что с экономической точки зрения использование ПТП для увеличения пропускной способности МН более целесообразно, чем строительство дорогостоящих лупингов или ввод в эксплуатацию новых станций.

В настоящее время большое количество работ посвящено применению ПТП [56, 57, 69, 83, 91, 126] в задачах оптимизации режимов перекачки. Однако, на практике ПТП не используются для снижения энергопотребления. Связано это с нижеперечисленными причинами.

В частности, в цитируемых работах отсутствуют требования и рекомендации о применении ПТП в задачах энергосбережения при проектировании новых МН и методика оценки экономического эффекта от применения ПТП. В то время, как мировой опыт [109] говорит о том, что решения в области энергосбережения, принятые на стадии проектирования, дают гораздо больший эффект и требуют меньших инвестиций, чем на действующих объектах.

В исследованиях [56, 69] основной упор делается на применение ПТП для снижения энергопотребления на действующих НПС, оснащенных узлами дросселирования. Совместное применение ПТП и ЧРП не рассматривалось.

Кроме того, в соответствии с НТД [91] мероприятия по применению ПТП являются экономически обоснованными, если затраты на ПТП и оборудование

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

для ее ввода ниже, чем экономия, достигаемая от снижения энергопотребления после ввода ПТП.

В большинстве ранее выполненных работ [56, 57, 69, 83, 91, 126] показано, что экономия от снижения энергопотребления не компенсирует высокие затраты на ПТП.

### **Выводы**

Основные научные результаты главы:

- обозначены направления (вектора) для дальнейших исследований;
- мощность, затрачиваемая на перекачку декомпозирована на составляющие, и в них выделены ключевые параметры, влияющие на энергопотребление.

Основные практические результаты главы:

- проведен анализ фактических режимов работы МН, нормативно-технической документации и литературы по теме исследований, на основании которого выявлены нерешенные проблемы в существующих подходах оптимизации режимов перекачки.

					Энергоэффективный магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов, состояние проблемы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

### 3 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ, АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

#### 3.1 Общая характеристика режимно-технологических задач планирования работы системы магистральных нефтепроводов

Процесс планирования работы системы МН итерационный и предусматривает выполнение комплекса процедур. Упрощенно данный процесс можно представить следующим образом [74]:

- 1) на основании заявок нефтяных компаний ПАО «Транснефть» формирует предварительный график транспортировки нефти на год и направляет его в дочерние Общества;
- 2) Общества разрабатывают и направляют в Компанию проект месячных посуточных графиков движения нефти по системе МН на год, согласованный со смежными Обществами, из расчета максимальной пропускной способности ТУ с учетом использования емкости резервуарных парков, планируемых остановок, очисток, диагностики, работы ТУ на сниженных режимах перекачки;
- 3) Компания на основании проектов месячных посуточных графиков движения нефти формирует график транспортировки нефти;
- 4) на основании этих данных Общества формируют план-графики работы ТУ МН на каждый месяц следующего года, с учетом карт технологических режимов работы ТУ, плана остановок, диагностики и т.д.
- 5) на основании план-графиков работы ТУ МН формируется годовая заявка на электрическую энергию, которая передается организации, осуществляющей её поставку.

Сформированный план-график является одним из основных документов,

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					49	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

используемых диспетчерским персоналом при оперативном управлении технологическим процессом транспорта нефти.

В процессе формирования план-графика необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

- во-первых, обеспечить перекачку месячных объемов нефти с учетом плановых ремонтов ЛЧ, остановок и т.д.;
- во-вторых, сбалансировать приемо-сдаточные операции между смежными ТУ;
- в-третьих, минимизировать количество технологических переходов между режимами (не более 2 переходов между режимами в сутки [74]);
- в-четвертых, для минимизации затрат на электроэнергию необходимо сформировать план-график, при котором ТУ будет работать с минимальной мощностью в часы пиковой нагрузки энергосистемы [77].

Для выполнения данной задачи и исключения возможных корректировок графика транспортировки нефти, необходимо сформировать карту технологических режимов, которая позволит решить все указанные задачи.

В карте технологических режимов работы ТУ указываются номера режимов и управляющие воздействия (комбинации включенных насосов, уставки САР) необходимые для их реализации, а также расчетные параметры режима (производительность, давление на входе/выходе МНС и т.д.) [74]. Если в карту входят режимы перекачки с применением ПТП, то в ней указывается станция, на которой вводится ПТП и её концентрация. Для обеспечения безопасного перехода между режимами разрабатывается карта переходных режимов, определяющая последовательность выполнения технологических переключений и требуемые значения давлений в данный момент.

Как правило, для ТУ с НПС, оснащенных узлами дросселирования, режимы перекачки рассчитываются с шагом, равным включению одного МНА, в интервале от минимально возможной производительности ТУ до его пропускной способности [74].

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

### ***Балансировка приемо-сдаточных операций между смежными ТУ за счет работы на дополнительных режимах***

Опыт эксплуатации показывает, что работа только на основных режимах, рассчитываемых путем перебора комбинаций включения МНА, не позволяет спланировать работу системы МН, в связи с чем возникает задача расчета дополнительных режимов, вычисляемых исходя из необходимой производительности перекачки, а управляющие воздействия необходимые для их реализации определяются по результатам расчетов. Задача расчета данных режимов возникает в процессе формирования план-графика работы ТУ, когда работа на основных режимах разной производительности не позволяет сбалансировать приемосдаточные операции смежных ТУ, например, по причине:

- отсутствия свободной емкости в конце ТУ / достаточного объема нефти в начале ТУ;
- вывода МНА, обеспечивающих основные режимы в ремонт и т.д.

### ***Определение целесообразности работы ТУ на дополнительных режимах***

В работах [34, 35] представлена методика, которая позволяет из перечня основных режимов сформировать оптимальный, с точки зрения суммарного энергопотребления, план-график перекачки:

- на первом шаге на основании существующих режимов перекачки строится графическая зависимость мощности, расходуемой на перекачку, от производительности. Режимы на данном графике обозначаются в виде точек;
- на втором шаге соединяются точки графика так, чтобы угол наклона ломаной линии возрастал при росте производительности перекачки. Соединяемые таким образом точки образуют выпуклую оболочку. Работа ТУ на точках, находящихся выше выпуклой оболочки, экономически нецелесообразна, поскольку будет приводить к большим энергетическим затратам.

Например, в целях обеспечения плановых объемов перекачки

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

необходимо, чтобы ТУ в течение суток работал на производительности  $Q_{нл}$ . Как видно из рисунка 3.1 в карте режимов отсутствует основной режим, который позволил бы выполнить плановое задание. Однако, с учетом работы [34] данную задачу можно решить, если работать на двух смежных режимах, лежащих на выпуклой оболочке ( $Q_1, Q_2$ ). Время работы на каждом режиме определяется из следующих уравнений:

$$t_1 = \frac{24 \cdot (Q_2 - Q_{нл})}{Q_2 - Q_1}, t_2 = \frac{24 \cdot (Q_{нл} - Q_1)}{Q_2 - Q_1}. \quad (3.1)$$

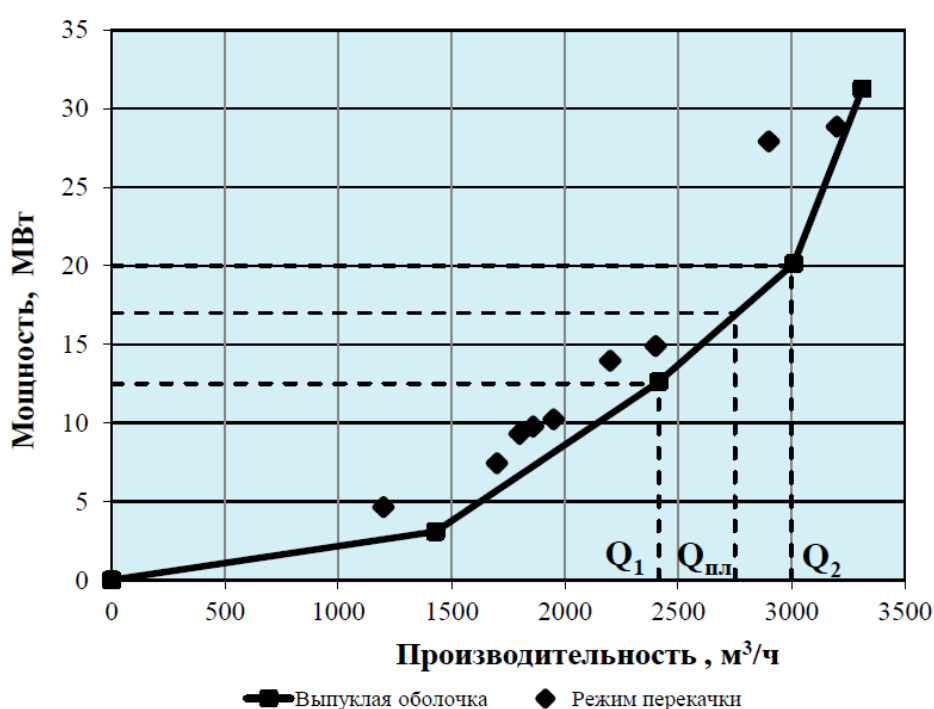


Рисунок 3.1 – Зависимость мощности, расходуемой на перекачку, от производительности перекачки

Другим вариантом перекачки является работа ТУ в течение суток на дополнительном режиме ( $Q_{нл}$ ), рассчитываемым исходя из заданной производительности. Экономическая целесообразность работы на дополнительном режиме ( $Q_{нл}$ ) или двух основных режимах ( $Q_1, Q_2$ ) должна определяться в каждом конкретном случае путем сравнения затрат на электроэнергию. Кроме того, исключение переходов между основными режимами  $Q_1, Q_2$  и работа на дополнительном режиме  $Q_{нл}$  является более предпочтительным подходом работы ТУ с точки зрения балансировки

энергосистемы, поскольку он исключает образование профицита/дефицита электрической мощности.

К дополнительным достоинствам относительно равномерной работы ТУ МН можно отнести:

- уменьшение количества технологических переходов между режимами, что позволяет уменьшить цикличность нагружения ЛЧ ТУ, в том числе, исходя из которой, оценивается периодичность внутритрубной диагностики, а также остаточный срок службы секций трубопроводов [92];
- увеличение срока службы МНА, например, в работе [130] показано, что в рамках реализации программы энергосбережения на одном из магистральных нефтепродуктопроводов удалось снизить энергопотребление на 5 % за счет периодических переключений между режимами, но при этом увеличилась в 5 раз частота пусков МНА, в результате чего интенсивность отказов МНА на НПС увеличилась в 2-7 раз.

#### ***Расчет оптимальных режимов для заданной производительности***

Потребность в расчете режимов для заданной производительности возникает не только при необходимости балансировки приемо-сдаточных операций между смежными ТУ и выборе режимов, способных обеспечить плановый объем перекачки, а также когда одинаковую производительность перекачки можно обеспечить за счет разного распределения напоров по НПС ТУ. Помимо этого, для ТУ, оснащенных ЧРП, целесообразно рассчитывать только режимы для заданной производительности, поскольку перебор только схем включения МНА (основные режимы) не позволит использовать весь потенциал ЧРП в части минимизации энергопотребления.

С учетом изложенного, потребность в расчете режимов для заданной производительности возникает в следующих случаях:

- при балансировке приемо-сдаточных операций между смежными ТУ;
- при экономической целесообразности работы на дополнительных режимах вместо основных;

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- когда одинаковую производительность перекачки возможно обеспечить за счет различного распределения напоров по НПС ТУ.

В связи с чем, в течение последних пятидесяти лет различные исследователи занимались проблемой разработки методик расчета режимов перекачки для заданной производительности [16, 21, 25, 28, 31, 46, 68, 85, 102, 103, 112, 121, 123, 124].

Решаемые в диссертации задачи направлены на выбор концепции расчета режимов перекачки для заданной производительности, в рамках которой можно рассчитать оптимальный режим для заданной производительности.

### 3.2 Основные математические модели объектов и технологических процессов магистрального нефтепровода

#### *Моделирование работы магистральных и подпорных насосов*

Напорные характеристики насосов описываются полиномом следующего вида [17, 61]:

$$h = b_0 - b_1 \cdot Q^2, H = a_0 - a_1 \cdot Q^2, \quad (3.2)$$

где  $a_0, a_1$  – коэффициенты магистрального насоса, м,  $\text{с}^2 \cdot \text{м}^{-5}$ ;

$b_0, b_1$  – коэффициенты аппроксимации напорной характеристики насоса, м,  $\text{с}^2 \cdot \text{м}^{-5}$ ;

При изменении частоты вращения ротора насоса его характеристики пересчитываются согласно известным законам подобия [98]:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{n}{n_0}, \frac{H}{H_0} = \left( \frac{n}{n_0} \right)^2, \eta = \eta_0, \quad (3.3)$$

где  $Q, H, \eta$  – подача, напор и КПД насоса при частоте вращения ротора насоса  $n$ ;

$Q_0, H_0, \eta_0$  – подача, напор и КПД насоса при частоте вращения ротора насоса  $n_0$ ;

$n$  – относительная (к номинальной) частота вращения ротора магистрального насоса.

В соответствии с данными законами (2.2) при переменной частоте вращения принимает вид:

$$H = \left(\bar{n}\right)^2 \cdot a_0 - a_1 \cdot Q^2. \quad (3.4)$$

где  $a_0, a_1$  – коэффициенты магистрального насоса, м, с<sup>2</sup>·м<sup>-5</sup>;

$b_0, b_1$  – коэффициенты аппроксимации напорной характеристики насоса, м, с<sup>2</sup>·м<sup>-5</sup>;

Переменная  $\bar{n}$  в формуле (3.4) может принимать значения в диапазоне от  $\bar{n}_{\min}$  до  $\bar{n}_{\max}$  ( $\bar{n}_{\max}=1$ ).  $\bar{n}_{\min}$  определяется производителем, например, на насосов НМ 1250-400 возможно снижение частоты до 40-50 % от номинальной [131]. Однако, НТД [98] данное значение ограничено 50 %, которое и будет принято за граничное при последующих расчетах.

Согласно [39] при частотном регулировании поле насоса – это рекомендуемая область применения насоса по подаче и напору, получаемая изменением частоты вращения ротора насоса.

В соответствии с законами подобия поле насоса снизу и сверху ограничено напорными характеристиками при  $\bar{n}_{\min}$  и  $\bar{n}_{\max}$  – кривые AD и BC соответственно, справа и слева ограничено параболами подобия, проходящими через минимально допустимую подачу  $Q_{\min,ad}(\bar{n}_{\max})$  и максимальную подачу  $Q_{\max,ad}(\bar{n}_{\max})$  в пределах рабочей части напорной характеристики – кривые CD и BA соответственно (рисунок 3.2).

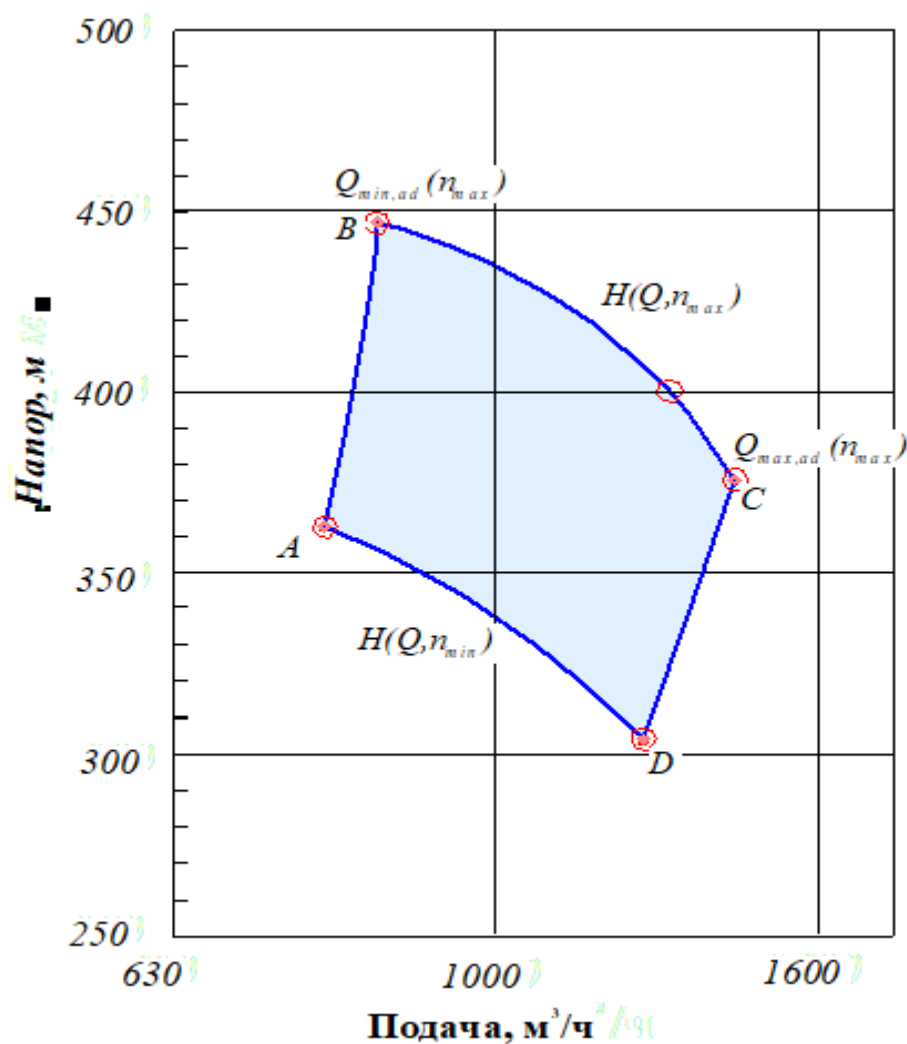


Рисунок 3.2 – Поле насоса НМ 1250-400 при изменении частоты

По аналогии с полем насоса рекомендуемую область суммарных значений подачи и напора группы, последовательно включённых насосов на НПС, можно представить в виде поля станции (рисунок 2.3). В области подач от точки L и M до точек C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> диапазон напоров не является связной областью. Аналогичная ситуация наблюдается в левой части поля [44].

При частотном регулировании КПД насоса в большей части поля насоса растёт по сравнению с КПД при дросселировании (рисунок 3.3). Связано это с тем, что КПД при дросселировании (точка  $J_x$ ) определяется как КПД при текущей подаче насоса  $\eta(Q_1, \bar{n}_{\max})$ . При изменении частоты КПД насоса по законам подобия определяется как КПД при подаче  $Q_2$  (точка  $J_2$ ), соответствующей точке пересечения параболы подобия, проведенной через



подобия максимальный КПД насоса вдоль параболы подобия уменьшается со снижением частоты вращения ротора (рисунок 2.5), что описывается следующей формулой [41, 131]:

$$\eta_{\max}(\bar{n}) = \frac{\eta_{\max}}{\eta_{\max} + [(1 - \eta_{\max})] \cdot \bar{n}^{-0.17}}. \quad (3.6)$$

где  $\eta_{\max}$  – максимальный КПД вдоль параболы подобия.

Расчеты по формуле 3.6 показывают, что снижение КПД в пределах параболы подобия составляет не более 1% (для рассматриваемого насоса) при снижении частоты вращения на 50% относительно номинальной.

При частотном регулировании в большей части поля насоса КПД насоса возрастает по сравнению с КПД при дросселировании. Однако, в случае применения ПЧ или ГМ в составе элементов привода МНА появляется дополнительный элемент, который приводит к снижению общего КПД МНА и, как следствие, к увеличению мощности МНА.

Частотное регулирование можно осуществлять за счет:

- установки ГМ между валом насоса и валом электродвигателя;
- изменения частоты питающего переменного тока электродвигателя с помощью ПЧ.

КПД у современных ПЧ при номинальной частоте вращения ротора достигает 96-98 %, при изменении частоты вращения ротора электродвигателя от 100 % до 55 % КПД ПЧ уменьшается не более чем на 1 % [53].

Напорная характеристика НПС без РП при последовательном включении одинаковых насосов описывается формулой:

$$H_{cm} = m \cdot (a_0 - a_1 \cdot Q^2), \quad (3.7)$$

где  $m$  – количество последовательно включенных магистральных насосов на НПС, шт.

Напорная характеристика НПС с РП и подпорными насосами принимает вид:

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$H_{cm} = m \cdot a_0 + b_0 - (m \cdot a_1 + \frac{b_1}{np^2}) \cdot Q^2, \quad (3.8)$$

где  $np$  – количество параллельно включенных насосов на НПС с РП, шт.

Для последующих расчетов принято, что используются магистральные насосы типа НМ и подпорные насосы типа НПВ, если в тексте не оговорено иное. Типоразмер определяется производительностью МН в соответствии с [88].

Характеристики магистральных и подпорных насосов представлены в таблице 3.1.

$DN, мм$	Тип насоса	$Q_r, м^3/с$	$Q_{min,ad}, м^3/с$	$Q_{max,ad}, м^3/с$	$a_0, м$	$a_1, с^2 \cdot м^{-5}$
500	НМ 1250-400	0,347	0,222	0,417	322	2,1749
500	НПВ 1250-60	0,347	0,172	0,430	68,5	1,0448

### 3.3 Математическая формализация задач оптимизации технологических режимов работы магистрального нефтепровода для заданной производительности

Суммарная мощность, расходуемая на перекачку, зависит от многих факторов: параметры нефти, технические и технологические параметры трубопроводов ЛЧ, конструктивные, технологические, гидродинамические характеристики оборудования МНС и т.д. В общем виде функцию суммарной потребляемой мощности ТУ можно представить следующим образом:

$$P_{ТУ} = P_{ТУ}(\bar{h}_{mp}, \bar{h}_k, \Delta \bar{h}, Q, z_{взл}, h_{pn}, \nu, D_{вн}, L, \Delta \bar{z}, \bar{\eta}_{gr}) \rightarrow \min. \quad (3.9)$$

Черта сверху в (3.9) означает множественность данных категорий переменных.

Переменные в приведенной функции можно разделить на аргументы и параметры. Под аргументами понимают переменные величины  $(\bar{h}_{mp}, \Delta \bar{h}, Q, \bar{\eta})$ , которыми планируется управлять в рамках решения задачи оптимизации

режимов перекачки. Параметрами являются постоянные величины  $\bar{h}_k, Q, z_{взл}, h_{pn}, \nu, D_{вн}, L, \Delta \bar{z}$ ), возможность управления которыми не рассматривается в диссертации. Для минимизации функции мощности (3.9) в работе решаются следующие подзадачи:

1) осуществляется подбор способа регулирования давления на НПС, обеспечивающего минимальное энергопотребление по отношению к другим (увеличение  $\eta_{gr}$ , уменьшение  $\Delta h$ );

2) выполняется выбор оптимальных, с точки зрения мощности, расходуемой на перекачку, комбинаций включения МНА на НПС (увеличение  $\eta_{gr}$ , уменьшение  $\Delta h$ ).

***Задача оптимизации режима перекачки за счет выбора способа регулирования давления, обеспечивающего минимальное энергопотребление***

При одинаковых условиях работы (подача насосов, уставки САР, реологические свойства нефти и т.д.) нефтепровода мощность МНА (2.3) может быть отличной для различных способов регулирования давления, связано это с тем, что у различных способов регулирования давления отличный состав элементов привода и принцип регулирования. Для минимизации целевой функции (3.9) необходимо выбрать способ регулирования, обеспечивающий минимальную мощность при фиксированных параметрах. Данная задача возникает при проектировании новых НПС или реконструкции существующих.

Для получения объективных данных по потребляемой мощности МНА при различных способах регулирования, расчеты необходимо проводить для одинаковых параметров работы НПС (давление на входе/выходе, подача насосов и т.д.), то есть для абсолютно идентичных условий. Таким образом, необходимо на основании фактических параметров работы НПС, полученных из системы диспетчерского контроля и управления, определить расчетную мощность МНА для следующих методов регулирования:

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

- дросселирование;
- частотное регулирование с помощью ПЧ.

### **Математическая постановка задачи расчета оптимального распределения напоров по НПС**

С учетом положений раздела 2.3.3 задачу расчета оптимального режима можно сформулировать следующим образом – для заданных давлений в начале и конце ТУ, а также производительности перекачки по ТУ с  $n$  НПС, на которых насосы имеют одинаковые/разные напорные характеристики и соединены последовательно/параллельно, найти такое распределение напоров  $H_{cm,i}$  по станциям ТУ, комбинации (количество) включенных насосов  $m_i$  уставки САР на входе  $P_{вх.раб}^{\min}$  и выходе МНС  $P_{вых.раб}^{\max}$ , при которых суммарные затраты  $F$  на электроэнергию принимают минимальное значение.

$$F = \sum_{j=1}^n f_j = \sum_{j=1}^n P_{cm,j} \cdot c_{э,j} = \rho \cdot g \cdot \left( \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \frac{Q_{ij} \cdot H_{ij}}{\eta_{gr,ij}} + h \cdot \sum_{i=1}^{np} \frac{Q_i}{\eta_{ппн,i}} \right) \cdot c_{э,j} \rightarrow \min \quad (3.10)$$

где  $f$  – слагаемое целевой функции, руб.;

$P_{cm}$  – мощность, расходуемая станцией на перекачку,  $\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3}$ ;

$c_{э}$  – стоимость электрической энергии, руб.  $\cdot \text{кВт} \cdot \text{ч}^{-1}$ ;

$\eta_{ппн}$  – КПД ПНА.

При следующих технологических ограничениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} p_{1,k+1} = p_{1,k} + \rho \cdot g \cdot H_{cm,k} - \Delta p_k - \rho \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{mp,k} + \Delta z_k + h_{к,k}), k = 1, 2, \dots, n, \\ p_{вх.раб,k+1}^{\min} \leq p_{1,k+1} \leq PN_{вх.раб,k+1}, \\ p_{1,k} + \rho \cdot g \cdot H_{cm,k} - \Delta p_k \leq p_{вых.раб,k+1}^{\max}, \\ \Delta h_y \leq H_g \leq \frac{P_{орд}}{\rho \cdot g}, g = 1, N, \\ Q_{\min,ad} \leq Q \leq Q_{\max,ad}, \end{array} \right. \quad (3.11)$$



где  $p_I$  – давление на приеме НПС,  $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$ ;

$PN_{\text{ex}}$  – номинальное давление оборудования на приеме НПС,  $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$ ;

$\Delta h_y$  – минимальный запас над перевальной точкой, необходимый для работы нефтепровода без самотечных участков, м;

$H_g$  – напор в  $g$ -ой секции трубопровода, м;

$p^{\text{pdp}}$  – допустимое рабочее давление в  $g$ -ой секции трубопровода,  $\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$ ;

$g$  – порядковый номер секции трубопровода;

$N$  – количество секций трубопровода, шт.;

$Q_{\text{min},ad}$ ,  $Q_{\text{max},ad}$  – минимальная, максимальная допустимая подача насоса,  $\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ .

При частотном регулировании потери давления на затворе отсутствуют, то есть  $\Delta p = 0$  в формуле (3.11).

При дросселировании  $\bar{n} = 1$ , то есть напор и подача насоса будут определяться при номинальной частоте вращения ротора.

При частотном регулировании дополнительными ограничениями являются:

$$\bar{n}_{\text{min}} \leq \bar{n} \leq \bar{n}_{\text{max}}. \quad (3.12)$$

При дросселировании дополнительными ограничениями являются:

$$p_{1,k} + \rho \cdot g \cdot H_{cm,k} \leq PN_{\text{вых},k}, \quad (3.13)$$

$$\Delta p \leq \Delta p_{\text{max}}, \quad (3.14)$$

где  $PN_{\text{вых}}$  – номинальное давление коллектора МНС (до регулятора).

Функционал (3.9), подлежащий минимизации, представляет собой суммарные затраты на электроэнергию в денежном выражении по всем НПС ТУ. Каждое из слагаемых  $f$ , при фиксированной подаче насосов зависит только от напора данной станции  $H_{cm,j}$  и стоимости электроэнергии на ней и не зависит от режима других станций.

Согласно документа [74] под оптимальным режимом понимают режим, соответствующий минимальному энергопотреблению для заданного расхода

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

перекачки, но выполненный анализ показал, что стоимость электроэнергии на НПС в пределах участка МН может отличаться в несколько раз именно, поэтому в данной работе целевая функция сформулирована исходя из обеспечения минимальных затрат на электроэнергию в денежном выражении. Поскольку оптимизация только по мощности может привести к противоречивой ситуации, в которой режим будет соответствовать минимальному энергопотреблению, но не будет обеспечивать минимальные затраты на электроэнергию в денежном выражении.

В указанной постановке задача оптимизации возникает в следующих случаях:

1) Когда заданный режим перекачки не может быть обеспечен только подбором комбинаций включения МНА и возникает необходимость использования иных управляющих воздействий (дресселирование, изменение частоты вращения роторов МНА при использовании ЧРП и т.д.);

2) когда одна производительность перекачки может быть реализована различными комбинациями включения МНА на НПС.

Технологические ограничения при расчете режима перекачки накладываются на параметры:

- поддерживаемые САР давления и контролируемые общестанционные защиты НПС (*уставка САР по входу станции, уставка САР по выходу станции*) [97];
- контролируемые общестанционными защитами НПС (*максимально допустимое давление в коллекторе*) [97];
- контролируемые защитами централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) МН (*давления по ЛЧ, давление на приеме НПС*) [97].

## Выводы

Основные научные результаты главы:

1) Представлены математические модели оборудования

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

(магистральные и подпорные насосы, регуляторы давления)  
нефтеперекачивающей станции;

2) Показан характер изменения КПД насоса при изменении частоты вращения ротора насоса.

3) Выполнена математическая постановка задач диссертационного исследования.

Основные практические результаты главы:

- По аналогии с полем насоса введено понятие поле станции, которое позволяет показать допустимую область работы НПС.

					Математические модели, алгоритмы решения режимно-технологических задач трубопроводного	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

## 4 РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ ДЛЯ КОНКРЕТНОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УЧАСТКА

В процессе проектирования новых и реконструкции существующих НПС возникает задача выбора способа регулирования давления, позволяющего обеспечить минимальные энергетические затраты на перекачку. В процессе эксплуатации НПС также возможна замена способа регулирования давления. Однако, исходя из существенных экономических вложений в оборудование, данная задача на практике не решается.

Сравнение способов регулирования давления с точки зрения энергетической целесообразности необходимо выполнять для абсолютно идентичных условий работы НПС (подача, давление на входе/выходе МНС и т.д.), и на основании этих данных выдавать соответствующие рекомендации.

### 4.1 Характеристика объекта исследования

Магистральный нефтепродуктопровод [REDACTED] DN500 позволяет осуществлять прием нефтепродукта в резервуарный парк нефтебазы № 2 [REDACTED].

Таблица 4.1 – Сведения о технических характеристиках МНПП

Наименование МНПП	DN	Дистанция начало-конец, км	Общая протяженность, км	Проектная пропускная способность, млн. т/год	Высотная отметка на узле подключения, м
[REDACTED]	500	227-338	111	8,4	92,15
	500	338-484	146	8,4	131,58
	500	484-597	113	8,4	157,58
	500	597-750	153	8,4	172,19
	500	750-888	138	8,4	29,62
	500	888-1056	168	8,4	26,61

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Быков Р.С.			Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.						65		139	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б					
Рук-ль ООП		Бурков П.В.									

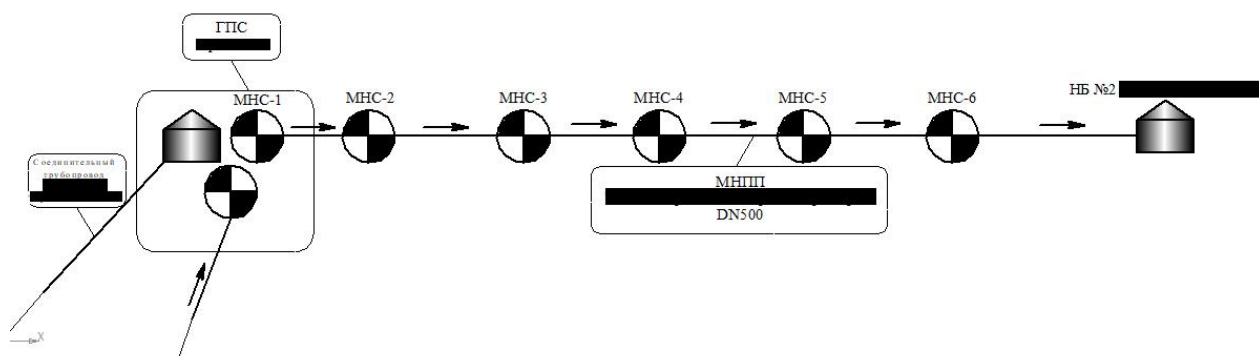


Рисунок 4.1 – Технологическая схема МНПП

## 4.2 Методика оптимизации режимов перекачки за счет подбора способа регулирования давления на нефтеперекачивающей станции

*Расчеты оптимизации режимов перекачки нефтепродуктов на МНПП*  
*проводятся согласно методике автора работы [135].*

Для эксплуатируемых НПС исходные данные для выполнения данных расчетов получены из системы диспетчерского контроля и управления (СДКУ):

- давление на входе МНС  $p_1$ ;
- давление до регуляторов давления  $p_2$ ;
- давление после регуляторов давления  $p$ ;
- подача насосов (производительность нефтепровода)  $Q$ .

*Пример сведений о режимах работы на технологическом участке МНПП*  
*DN500 с 01.01.2018 по 31.01.2018 приведен в приложении А.*

В целях выполнения объективного сравнения массив данных с параметрами работы НПС целесообразно принимать за период 1 год. Усреднять значения параметров работы НПС возможно за любой интервал не превышающий 5 минут (300 с).

Наибольшее распространение в Компании получил способ дросселирования по причине его относительной дешевизны и простоты. Выполненный анализ показал, что 377 из 397 НПС Компании оснащены узлами

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

дросселирования, поэтому сравнение способов регулирования давления необходимо выполнять относительно способа дросселирования.

### **Шаг № 1. Расчет энергопотребления для различных способов регулирования давления**

С учетом имеющихся исходных данных энергопотребление при дросселировании рассчитывается по формуле:

$$W_{dp} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} \frac{Q_j \cdot (p_2 - p_1)_j \cdot \Delta t_j}{3600 \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot \eta(Q)_j}, \quad (4.1)$$

где  $j$  – порядковый номер интервала непрерывной работы насоса;

$j_{\max}$  – количество интервалов непрерывной работы насосов, шт.;

$\Delta t$  – продолжительность интервала непрерывной работы насоса, с  
( $\Delta t = 300$  с);

$\eta_{\text{дв}}$  – КПД электродвигателя магистрального насоса.

КПД насоса определяется по зависимостям КПД от подачи, представленным в технических условиях Производителя.

В целях упрощения КПД электродвигателя может приниматься постоянным на основании данных Производителя.

При частотном регулировании необходимо определить относительную частоту вращения роторов насосов  $\bar{n}$ , при которой они обеспечивают такой же режим работы НПС, как на режиме с дросселированием. Относительную частоту  $\bar{n}$  можно определить как решение уравнения:

$$\frac{p - p_1}{m \cdot \rho \cdot g} = (\bar{n})^2 \cdot a_0 - a_1 \cdot Q^2. \quad (4.2)$$

Энергопотребление при частотном регулировании с помощью ЧРП рассчитывается по формуле:

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$W_{чрп} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} \frac{Q_j \cdot (p - p_1)_j \cdot \Delta t_j}{\eta_{\text{дв}} \cdot \eta(Q, \bar{n})_j \cdot \eta_{нч}}, \quad (4.3)$$

где  $\eta_{нч}$  – КПД преобразователя частоты.

КПД насоса ( $\eta(Q, \bar{n})$ ) при частотном регулировании рассчитывается по формуле (3.5).

Для упрощения КПД ПЧ может приниматься постоянным на основании данных производителя.

На основании полученных расчетных данных возможно выполнить сравнение ( $W_{\text{др}}$ ,  $W_{\text{чрп}}$ ) и сделать вывод об энергетической целесообразности рассмотренных способов регулирования давления.

### ***Шаг № 2. Оценка экономической целесообразности замены способа регулирования давления***

Помимо задачи повышения энергетической эффективности перед нефтепроводным транспортом стоит задача минимизации капитальных и эксплуатационных затрат, поэтому в процессе выбора способа регулирования, в том числе необходимо учитывать капитальные вложения в оборудование.

Затраты на электроэнергию относятся к эксплуатационным затратам, поэтому данные, полученные на первом шаге, являются исходными для выполнения технико-экономического сравнения. Помимо затрат на электроэнергию, в состав эксплуатационных затрат входят затраты на техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования системы регулирования давления, которые могут приниматься по опыту эксплуатации аналогичного оборудования.

Капитальные вложения должны приниматься по ранее реализованным объектам Компании и переводится в текущий уровень цен с помощью индексов-дефляторов, публикуемых Министерством экономического развития [66].

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оценка экономической целесообразности применения того или иного способа регулирования должна выполняться по величине чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Расчетный год, когда величина ЧДД становится неотрицательной (ЧДД>0), будет считаться сроком окупаемости данного способа регулирования давления [128]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{C_t - R_t + A_t}{(1 + E)^t}, \quad (4.4)$$

где  $C$  – приток денежных средств в  $t$  году, руб.;

$R$  – отток денежных средств в  $t$  году, руб. ;

$A$  – амортизационные отчисления в  $t$  году, руб.;

$T$  – период расчета, лет.;

$E$  – норма дисконта, от.ед.

Способ регулирования давления, который обеспечивает минимальные энергетические затраты, и его установка экономически обоснована (ЧДД>0) будет считаться наиболее эффективным способом регулирования для рассматриваемой НПС и его применение целесообразно для оптимизации режимов работы НПС.

Пример оптимизации режимов перекачки за счет выбора способа регулирования давления на НПС представлен в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

### ***Основные выводы по разделу***

Основные научные результаты настоящего раздела:

- для фактических режимов работы НПС выбраны аналитические выражения расчета энергопотребления для различных способов регулирования давления;
- выбрана методика выбора способа регулирования давления на НПС, обеспечивающего минимальное энергопотребление, которая помимо

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



энергетических показателей учитывает экономическую целесообразность его применения.

#### **4.3 Методика расчета оптимального распределения напоров по станциям, обеспечивающих заданную производительность технологического участка**

В рамках разрабатываемой концепции задачу расчета оптимального распределения напоров по НПС целесообразно выполнять после того, как в соответствии с разделом 4.1 для всех НПС ТУ определен способ регулирования давления, обеспечивающий минимальные энергетические затраты.

Целевая функция и технологические ограничения для задачи поиска оптимального распределения напоров по НПС сформулированы в разделе 3.3.

Технологические ограничения по ЛЧ (см. ограничения 3.10) должны выполняться для всех режимов с заданной производительностью, то есть можно определить коридор, в котором будут располагаться эпюры всех возможных режимов, удовлетворяющих этим ограничениям, что позволит не проверять все ограничения при расчете режима.

Для исключения дополнительного перебора различных комбинаций включения насосов на НПС, необходимо предварительно найти оптимальные комбинации включения МНА для различных значений  $H_{cm}$  то есть решить задачу локальной оптимизации для НПС.

С учетом изложенного, последовательность расчета оптимального режима сводится к следующим шагам:

1. расчет потерь напора между соседними станциями;
2. построение коридора эпюр напоров ТУ;
3. построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора (функции Джефферсона);
4. нахождение комбинаций включения насосов и уставок САР, при которых целевая функция принимает минимальное значение.

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### ***Шаг №1. Расчет потерь напора между соседними станциями***

Принимая во внимание, что задача оптимизации решается для заданного расхода, то потери на трение будут постоянными для участка между НПС и их достаточно определить в рамках подготовительных расчетов. Порядок определения потерь на трение для участков между НПС приведен ниже:

1) на действующих МН линейная часть имеет телескопическую раскладку секций труб. Суть данного способа раскладки заключается в том, что толщина стенки трубопровода уменьшается по мере снижения рабочего давления по длине трубопровода. Внутренний диаметр участка между НПС можно выразить через так называемый эквивалентный диаметр, который в существующей практике определяется по формуле [17]:

$$D_{\text{вн}} = \left( \frac{L}{\sum_{g=1}^N \frac{L_g}{D_{\text{вн},g}^{4,75}}} \right)^2 \quad (4.5)$$

где  $L_g$  – длина g-ой секции трубопровода, м;

$D_{\text{вн},g}$  – внутренний диаметр g-ой секции трубопровода, м.

2) Средняя по сечению трубопровода скорость потока ( $u$ ) определяется по формуле [17]:

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{вн}}}. \quad (4.6)$$

3) Исходя из найденной скорости потока вычисляется число Рейнольдса [17]:

$$\text{Re} = \frac{u \cdot D_{\text{вн}}}{\nu}, \quad (4.6)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость,  $\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ .

4) Значение относительной шероховатости трубопровода определяется по формуле [17]:

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{D_{\text{вн}}}, \quad (4.7)$$

где  $\Delta$  – абсолютная шероховатость трубопровода, м.

Согласно отраслевого документа [94] для трубопроводов диаметром до 0,377 м включительно абсолютная шероховатость принимается равной – 0,000125 м, для труб большого диаметра – 0,0001 м.

5) Исходя из найденного числа Рейнольдса (4.6) и относительной шероховатости (4.7) определяется коэффициент гидравлического сопротивления (таблица 4.1).

Таблица 4.2 – Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления [17]

Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$10^4 < \text{Re} \leq \frac{27}{\varepsilon^{1,143}}$	$\frac{27}{\varepsilon^{1,143}} < \text{Re} \leq \frac{500}{\varepsilon}$	$\text{Re} > \frac{500}{\varepsilon}$
$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{68}{\text{Re}} + \varepsilon \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \cdot (\varepsilon)^{0,25}$

6) Далее по формуле Дарси-Вейсбаха вычисляются потери напора на трение на участке между НПС [17]:

$$h_{\text{мп}} = \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{L \cdot u^2}{2 \cdot g \cdot D_{\text{вн}}}. \quad (4.8)$$

7) Если на участке между НПС имеются лупинги или вставки, то потери напора определяются путем решения следующих уравнений [17]:

- при наличии вставки (рисунок 4.2)

$$\begin{cases} Q = u_{1-2} \cdot \frac{\pi \cdot D_{1-2}^2}{4} = u_{2-3} \cdot \frac{\pi \cdot D_{2-3}^2}{4} = u_{3-4} \cdot \frac{\pi \cdot D_{3-4}^2}{4}; \\ h_{\text{мп}} = \lambda_{1-2} \cdot \frac{L_{1-2} \cdot u_{1-2}^2}{2 \cdot g \cdot D_{1-2}} + \lambda_{2-3} \cdot \frac{L_{2-3} \cdot u_{2-3}^2}{2 \cdot g \cdot D_{2-3}} + \lambda_{3-4} \cdot \frac{L_{3-4} \cdot u_{3-4}^2}{2 \cdot g \cdot D_{3-4}}, \end{cases} \quad (4.9)$$

где  $L_{1-2}, L_{2-3}, L_{3-4}$  – длина участка от НПС до вставки, длина вставки, длина участка от вставки до станции, м;

$\lambda_{1-2}$  ,  $\lambda_{2-3}$  ,  $\lambda_{3-4}$  — коэффициент гидравлического сопротивления на участке от НПС до вставки, во вставке, на участке от вставки до НПС;

$u_{1-2}$  ,  $u_{2-3}$  ,  $u_{3-4}$  — средняя по сечению скорость потока на участке от НПС до вставки, во вставке, на участке от вставки до НПС, м·с<sup>-1</sup>;

$D_{1-2}$  ,  $D_{2-3}$  ,  $D_{3-4}$  — внутренний диаметр трубопровода на участке от станции до вставки, во вставке, на участке от вставки до НПС, м;

- при наличии лупинга (рисунок 4.3):

$$\begin{cases} Q = u_{1-2} \frac{\pi \cdot D_{1-2}^2}{4} = u_{2-3} \frac{\pi \cdot D_{2-3}^2}{4} + u_{\text{л}} \frac{\pi \cdot D_{\text{л}}^2}{4} = u_{3-4} \frac{\pi \cdot D_{3-4}^2}{4}; \\ h_{\text{мп}} = \lambda_{1-2} \cdot \frac{L_{1-2} \cdot u_{1-2}^2}{2 \cdot g \cdot D_{1-2}} + \lambda_{2-3} \cdot \frac{L_{2-3} \cdot u_{2-3}^2}{2 \cdot g \cdot D_{2-3}} + \lambda_{3-4} \cdot \frac{L_{3-4} \cdot u_{3-4}^2}{2 \cdot g \cdot D_{3-4}}, \\ \lambda_{2-3} \cdot \frac{L_{2-3} \cdot u_{2-3}^2}{2 \cdot g \cdot D_{2-3}} = \lambda_{\text{л}} \cdot \frac{L_{\text{л}} \cdot u_{\text{л}}^2}{2 \cdot g \cdot D_{\text{л}}}, \end{cases} \quad (4.10)$$

где  $L_{\text{л}}$  — длина лупинга, м;

$\lambda_{\text{л}}$  — коэффициент гидравлического сопротивления в лупинге;

$u_{\text{л}}$  — средняя по сечению скорость потока в лупинге, м·с<sup>-1</sup>;

$D_{\text{л}}$  — внутренний диаметр лупинга, м.

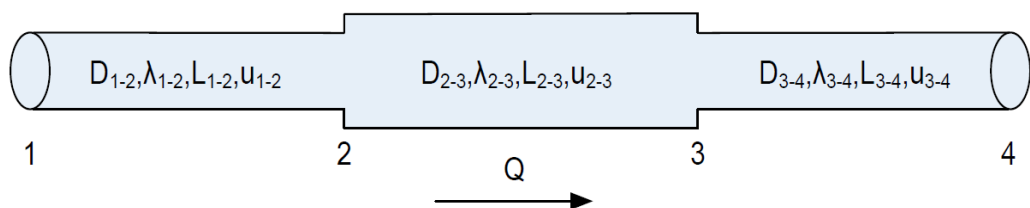


Рисунок 4.2— Схема участка трубопровода со вставкой

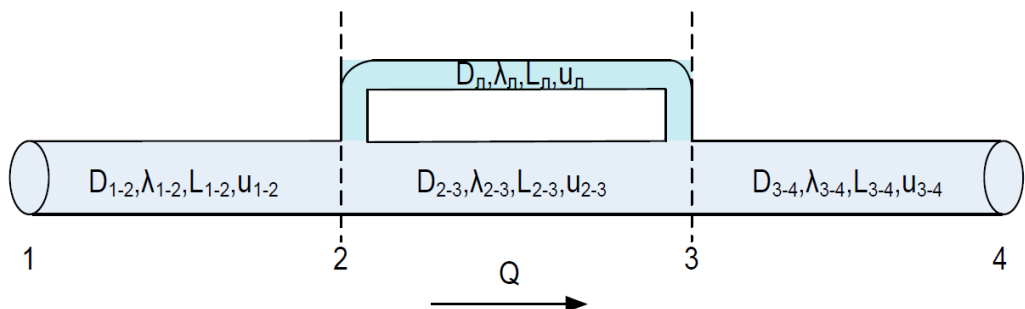


Рисунок 4.3 – Схема участка трубопровода с лупингом

8) Гидравлический уклон для участка между НПС определяется по формуле [17]:

$$i = \frac{h_{mp}}{L}. \quad (4.11)$$

Если на участке между НПС имеется лупинг или вставка, то гидравлический уклон определяется для каждого участка:

$$i_{1-2} = \frac{h_{1-2}}{L_{1-2}}, i_{2-3} = \frac{h_{2-3}}{L_{2-3}}, i_{3-4} = \frac{h_{3-4}}{L_{3-4}}. \quad (4.12)$$

### ***Шаг №2. Построение коридора эюр напоров [12, 23]***

Процедура построения коридора эюр напоров предусматривает построение верхней и нижней границы коридора.

Нижняя граница коридора ограничивает:

- минимальное значение напора, обеспечивающие напорное течение нефти во все точках ЛЧ;
- минимальное значение напора на входе в МНС, обеспечивающие работу насосов без кавитации.

Построение нижней границы коридора (рисунок 4.4) на участке между станциями  $k$  и  $k+1$  ( $k=1...n+1$ ) выполняется в следующей последовательности:

- 1) определяется глобальный максимум профиля (точка  $X_2$ ) на участке;
- 2) рассчитывается минимальный напор на входе МНС  $k+1$  станции по

формуле  $z_{k+1} + \frac{p_{\text{ex},k+1}^{\min}}{\rho \cdot g}$  ( $p_{\text{ex},k+1}^{\min}$  – минимальное давление на входе МНС, необходимое для обеспечения безкавитационной работы насосов);

- 3) определяются суммарные потери напора на участке от  $k+1$  станции до глобального максимума профиля  $0,5 \cdot i_k \cdot (X_8 - X_2) + h_{\kappa,k+1}$ , которые включают в себя потери напора на трение, местные сопротивления, а также потери во входных коммуникациях НПС, после чего данные суммарные потери прибавляются к минимальному начальному напору на входе МНС

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$(H_2 = z_{k+1} + \frac{p_{\text{ex},k+1}^{\min}}{\rho \cdot g} + 0,5 \cdot i_k \cdot (X_8 - X_2) + h_{\kappa,k+1})$ . В результате определяется напор в точке глобального максимума профиля (линия 1);

4) если напор в точке глобального максимума не превышает  $z_2 + \Delta h_y$ , (линия 1), тогда недостающий напор ( $z_2 + \Delta h_y - H_2$ ) прибавляется к минимальному начальному напору по входу МНС  $k+1$ , то есть эпюра напоров поднимается на величину недостающего напора.

5) Если напор в точке глобального максимума профиля превышает  $z_2 + \Delta h_y$  (линия 2), то суммарные потери напора на участке от станции  $k+1$  до станции  $k$   $0,5 \cdot i_k \cdot (X_8 - X_1) + h_{\kappa,k+1}$ , суммируются с напором на входе МНС  $k+1$ . В результате определяется минимальное значение уставки САР  $p_{\text{вых.раб}}^{\min}(k) = (H_1 - z_{k+1}) \cdot \rho \cdot g$  на выходе МНС  $k$ , а на НПС  $k+1$  – минимальное значение уставки на входе  $p_{\text{ex.раб}}^{\min}(k+1) = (H_9 - z_{k+1}) \cdot \rho \cdot g$ ;

б) в точках локальных максимумов (маркированные точки на рисунке) на участке от глобального максимума (точка  $X_2$ ) до станции  $k+1$  напор сравнивается с  $z_g + \Delta h_y$ . Если напор хоть в одной точке не превышает  $z_g + \Delta h_y$ , то недостающий напор ( $z_g + \Delta h_y - H_g$ ) прибавляется к  $p_{\text{вых.раб}}^{\min}(k)$  и  $p_{\text{ex.раб}}^{\min}(k)$ , то есть нижняя граница коридора поднимается на величину недостающего напора. В результате определяется нижняя граница коридора.

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

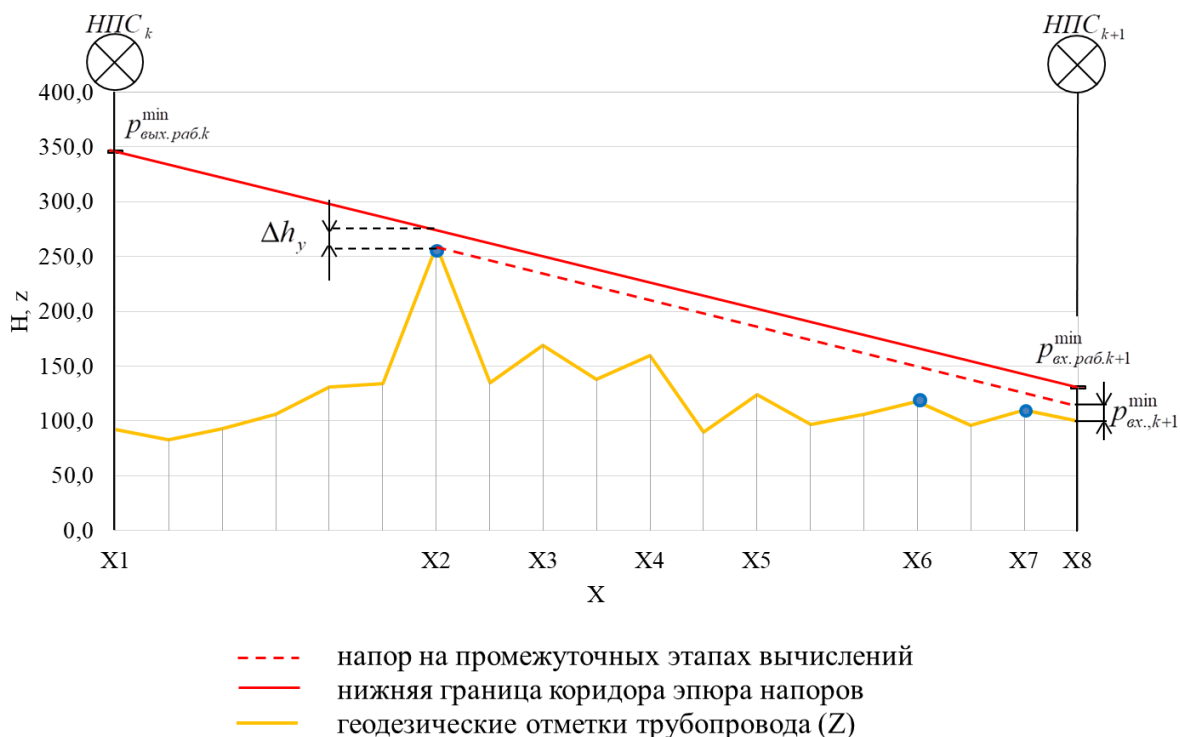


Рисунок 4.4 – Определение нижней границы коридора эпюр напоров для участка от станции  $k+1$  до станции  $k$

Верхняя граница коридора ограничивает:

- максимальные значения напора, обеспечивающие неперевышение допустимых рабочих давлений в секциях труб ЛЧ;
- максимальные значения напора на входе в НПС, обеспечивающие неперевышение номинального давления оборудования НПС и технологических трубопроводов станции.

Построение верхней границы коридора (рисунок 4.5) на участке между станциями  $k$  и  $k+1$  ( $k=1...n+1$ ) выполняется в следующей последовательности:

- 1) определяется глобальный минимум линии ДРД (точка  $X_6$ ) на участке;
- 2) рассчитывается максимальный напор на входе МНС  $k+1$  станции

по формуле  $z_{k+1} + \frac{PN_{\text{вх},k+1}}{\rho \cdot g}$ ;

- 3) определяются суммарные потери напора на участке от  $k+1$  станции до глобального минимума линии ДРД  $0,5 \cdot i_k (X_8 - X_6) + h_{\kappa,k+1}$ , которые включают в себя потери напора на трение, местные сопротивления, а также

потери во входных коммуникациях НПС, после чего данные суммарные потери прибавляются к максимальному начальному напору на входе МНС  $k + 1$

$$(H_6 = z_{k+1} + \frac{PN_{\text{вх},k+1}}{\rho \cdot g} + 0,5 \cdot i_k (X_8 - X_6) + h_{\kappa,k+1}). \quad \text{В результате определяется}$$

напор в точке глобального минимума линии ДРД (линия 1);

$$4) \quad \text{если напор в точке глобального минимума превышает } z_6 + \frac{p_6^{\text{дрд}}}{\rho \cdot g}$$

(линия 1), тогда избыточный напор  $(H_6 - z_6 - \frac{p_6^{\text{дрд}}}{\rho \cdot g})$  вычитается из максимального начального напора по входу МНС  $k+1$ , то есть эюра напоров опускается на величину избыточного напора;

5) если напор в точке глобального минимума линии ДРД не превышает  $z_6 + \frac{p_6^{\text{дрд}}}{\rho \cdot g}$  (линия 2), тогда избыточный напор то суммарные потери на участке от станции  $k+1$  до станции  $k$   $0,5 \cdot i_k (X_8 - X_1) + h_{\kappa,k+1}$  суммируются с максимальным напором на входе МНС  $k+1$ . В результате определяется максимальное значение уставки САР  $p_{\text{вых.раб}}^{\text{max}}(k) = (H_1 - z_{k+1}) \rho \cdot g$  на выходе МНС  $k$  станции, а на НПС  $k+1$  максимальное значение уставки на входе  $p_{\text{вх.раб}}^{\text{max}}(k+1) = (H_9 - z_{k+1}) \rho \cdot g$ ;

б) в точках локальных минимумов (маркированные точки на рисунке) на участке от станции  $k$  до глобального минимума (точка  $X_6$ ) напор сравнивается с  $z_g + \frac{p_g^{\text{дрд}}}{\rho \cdot g}$ . Если напор хоть в одной точке превышает

$$z_g + \frac{p_g^{\text{дрд}}}{\rho \cdot g}, \text{ то избыточный напор } (H_g - z_g - \frac{p_g^{\text{дрд}}}{\rho \cdot g}) \text{ вычитается из } p_{\text{вых.раб}}^{\text{max}}(k) \text{ и}$$

$p_{\text{вх.раб}}^{\text{max}}(k+1)$ , то есть верхняя граница коридора опускается на величину избыточного напора. В результате определяется верхняя граница коридора.

					Расчет оптимального режима перекачки для конкретного эксплуатационного участка	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



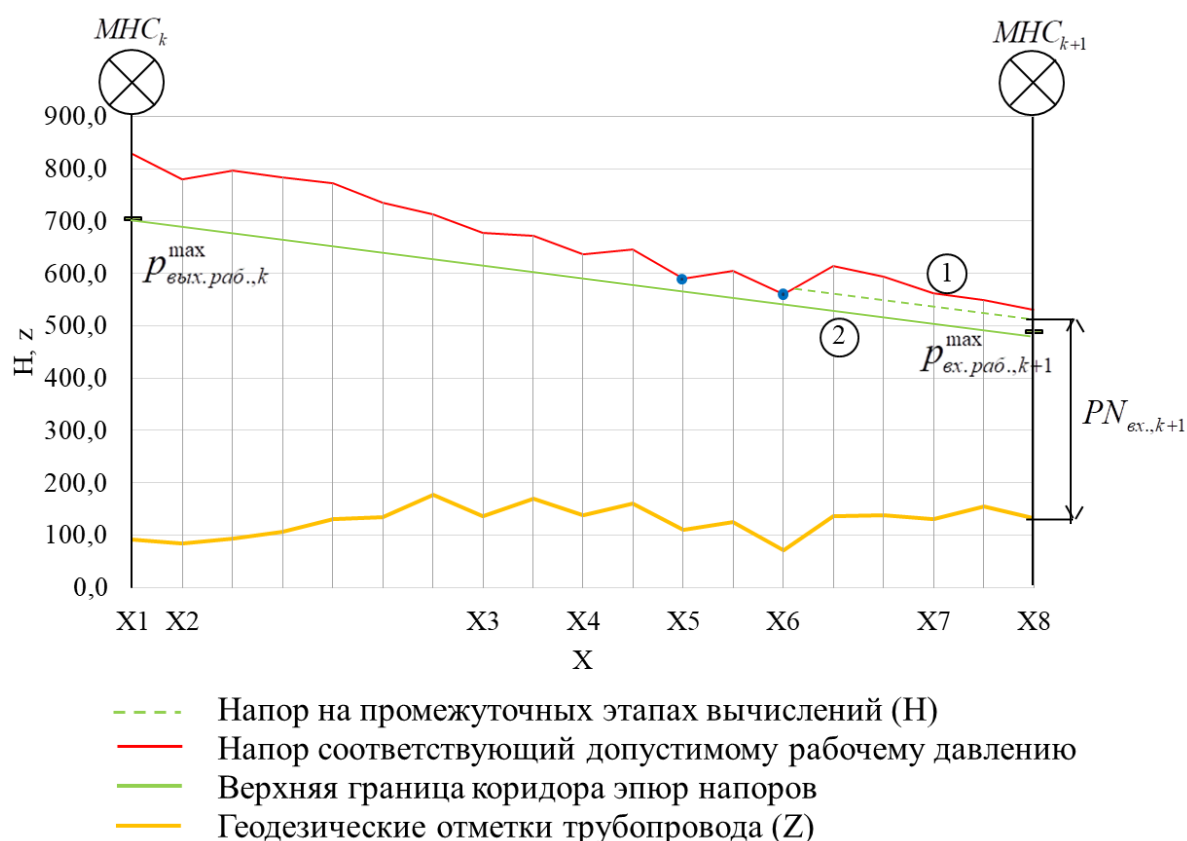


Рисунок 4.5 – Определение верхней границы коридора эпюр напоров для участка от станции  $k+1$  до станции  $k$

С учетом проделанных процедур для каждой НПС  $k$  определяются:

- максимальное значение установки САР на выходе МНС  $p_{вых.раб.}^{max}(k)$ ;
- минимальное значение установки САР на выходе МНС  $p_{вых.раб.}^{min}(k)$ ;
- максимальное значение установки САР на входе МНС  $p_{вх.раб.}^{max}(k)$ ;
- минимальное значение установки САР на входе МНС  $p_{вх.раб.}^{min}(k)$ .

Возможные значения суммарного напора насосов станции  $k$  (НР) определяется областями возможных подпоров ( $p_{вх.раб.}^{max}(k) - p_{вх.раб.}^{min}(k)$ ) и напоров на НПС ( $p_{вых.раб.}^{max}(k) - p_{вых.раб.}^{min}(k)$ ). Так возможны два случая:

- если области подпоров и напоров на НПС пересекаются ( $p_{вх.раб.}^{max}(k) \geq p_{вых.раб.}^{min}(k)$ ), то:

$$0 \leq HP \leq \frac{p_{\text{вых.раб}}^{\max}(k) - p_{\text{вх.раб}}^{\min}(k)}{\rho \cdot g}, \quad (4.13)$$

• если области подпоров и напоров на НПС не пересекаются ( $p_{\text{вых.раб}}^{\min}(k) > p_{\text{вх.раб}}^{\max}(k)$ ), то

$$\frac{p_{\text{вых.раб}}^{\min}(k) - p_{\text{вх.раб}}^{\max}(k)}{\rho \cdot g} < HP < \frac{p_{\text{вых.раб}}^{\max}(k) - p_{\text{вх.раб}}^{\min}(k)}{\rho \cdot g}. \quad (4.14)$$

Фрагмент коридора эпюр напоров для действующего ТУ магистрального нефтепровода приведен на рисунке 4.6.

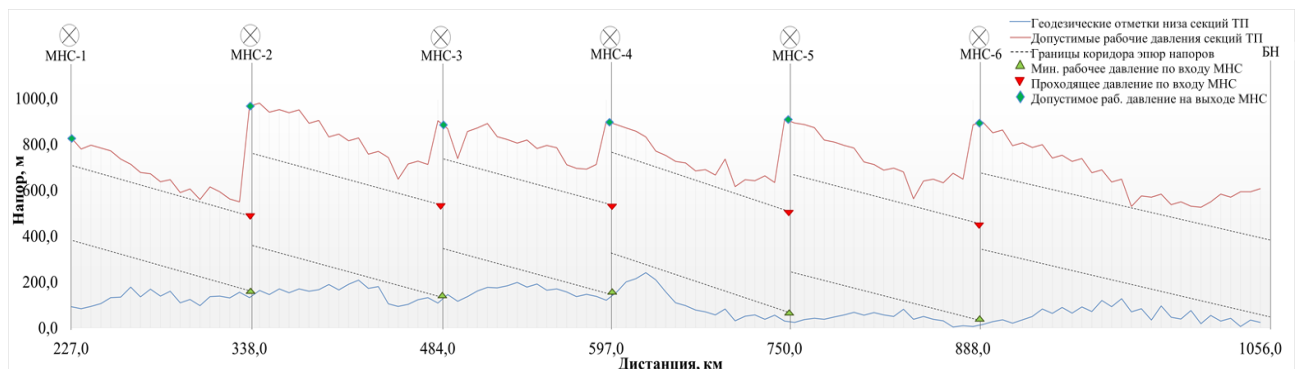


Рисунок 4.6 – Расчетный коридор эпюр напоров исследуемого технологического участка

### **Шаг № 3. Построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора [12, 29]**

При регулировании давления с помощью дросселирования зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора представлены на рисунках 2.3, 2.4. Алгоритм построения данных зависимостей представлен в работе Д.Т. Джефферсона [133] и, поэтому в настоящей работе описание данного алгоритма нецелесообразно.

В случае частотного регулирования давления задачу построения зависимости минимальной потребляемой станцией мощности и количества включаемых насосов от напора (функции Джефферсона), можно сформулировать следующим образом: для заданных значений напора станции  $H_{ст}$  и фиксированной производительности перекачки  $Q$  определить количество

насосов  $m$  и относительную частоту вращения роторов насосов  $\bar{n}$ , при которых суммарная мощность МНА станции  $P_{cm}$  принимает минимальное значение:

- при последовательном включении насосов:

$$P_{cm} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot \sum_{j=1}^m \frac{H(\bar{n})_j}{\eta_{gr.j}} \rightarrow \min, \quad (4.15)$$

- при параллельном включении насосов:

$$P_{cm} = H(\bar{n}) \cdot \rho \cdot g \cdot \sum_{j=1}^m \frac{Q_j}{\eta_{gr.j}} \rightarrow \min. \quad (4.16)$$

При следующих ограничениях:

$$H_{\min}(Q, \bar{n}_{\min}) \leq H(Q, \bar{n}) \leq H_{\max}(Q, \bar{n}_{\max}) \quad (4.17)$$

где  $H_{\min}(Q, n_{\min})$  – минимальный напор насоса при заданной подаче, м;

$H_{\max}(Q, n_{\max})$  – максимальный напор насоса при заданной подаче, м.

Формируемая функция Джефферсона имеет вид таблицы (таблица 4.2). В таблицу заносятся значения напоров станции  $H_{cm}(i)$ , мощности станции  $P_{cm}(i)$ , количества включенных агрегатов  $m(i)$ , относительных частот вращения роторов  $\bar{n}(i)$ . Для способа дросселирования в таблицу 4.3 вместо  $\bar{n}(i)$  заносятся значения потерь давления на затворе  $\Delta p(i)$ .

Таблица 4.3 – Функция Джефферсона при регулировании давления с помощью ЧРП для расхода 24,6 м³/ч

$i$	$H_{cm}(i)$	$P_{cm}(i)$	$m(i)$	$n(i)$
1	2	3	4	5
1	309	1083,647	1	0,813
2	310	1087,154	1	0,814
3	311	1090,661	1	0,815
4	312	1094,168	1	0,817
5	313	1097,675	1	0,818
6	314	1101,182	1	0,819
7	315	1104,689	1	0,821

## Окончание таблицы 4.3

1	2	3	4	5
8	316	1108,196	1	0,822
9	317	1111,703	1	0,823
10	318	1115,210	1	0,825
11	319	1118,717	1	0,826
12	320	1122,224	1	0,827
13	321	1125,731	1	0,828
14	322	1129,238	1	0,830
15	323	1132,745	1	0,831
16	324	1136,252	1	0,832
17	325	1139,758	1	0,834
18	326	1143,265	1	0,835
19	327	1146,772	1	0,836
20	328	1150,279	1	0,837
...	...	...	...	...
100	408	1430,835	1	0,934
101	409	1434,342	1	0,935
102	410	1437,849	1	0,936

где  $i$  – порядковый номер строки.

Алгоритм построения функции Джефферсона при частотном регулировании и *последовательном* включении МНА предусматривает следующие действия:

1. Определяются ограничения на минимальный  $H_{\min}(Q, \bar{n}_{\min})$  и максимальный  $H_{\max}(Q, \bar{n}_{\max})$  напор насоса при заданной подаче  $Q$ .
2. Фиксируется значение номера строки ( $i=1$ ) и количества МНА ( $m=1$ ).
3. Присваивается начальное значение напора станции  $H_{cm} = m \cdot H_{\min}(Q, \bar{n}_{\min})$  и записывается в массив  $H_{cm}(i)$ .
4. По заданным значениям  $m$  и  $H_{cm}$  вычисляется напор насоса, как  $H(Q, \bar{n}) = \frac{H_{cm}}{m}$  и проверяется равенство (4.17).

Если указанное неравенство не выполняется и  $m < m_{\max}$  ( $m_{\max}=3$ ), то  $m$  увеличивается на 1 и процедура повторяется, начиная с п.3, иначе значение  $m$  записывается в массив  $m(i)$ , а значение  $H_{cm}$  в массив  $H_{cm}(i)$ .

5. Вычисляется относительная частота вращения ротора насоса при фиксированных  $H$  и  $Q$  как решение уравнения напорной характеристики насоса (3.4) относительно  $\bar{n}$  и значение  $\bar{n}$  записывается в массив  $\bar{n}(i)$ .

6. КПД насоса ( $\eta(Q, n)$ ) при частотном регулировании рассчитывается по формулам (3.5, 3.6).

7. КПД МНА рассчитывается по формуле:

$$\eta_{gr} = \eta \cdot \eta_{\partial\partial} \cdot \eta_{nc}. \quad (4.18)$$

КПД преобразователя частоты и электродвигателя насоса принимаются по стоянным –  $\eta_{nc}=0,965$ ,  $\eta_{\partial\partial}=0,97$  [80, 81].

8. Вычисляется мощность станции  $P_{cm} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot \sum_{j=1}^m \frac{H(\bar{n})_j}{\eta_{gr.j}}$  и ее значение записывается в массив  $P_{cm}(i)$ .

9. Напор станции ( $H_{cm}$ ) увеличивается на величину расчётного шага (например, 1 м), расчёт начинается с п.4 и повторяется до тех пор, пока  $m < m_{max}$  и  $H_{cm} \in \text{НР}$  (НР вычисляется по формулам 4.13, 4.14).

10. В области пересечения диапазонов напоров разных комбинаций насосов выбираются значения, соответствующие минимальной мощности, то есть  $P_{cm} = \min\{P_{cm}\}$  при  $H_{cm} = \text{const}$ .

После выполнения указанных алгоритмов можно построить функции Джефферсона. При регулировании давления с помощью ЧРП функция Джефферсона имеет возрастающий характер (рисунок 4.6), в отличие от дросселирования, это связано с тем, что при частотном регулировании потребляемая МНА мощность увеличивается с напором при заданной подаче.

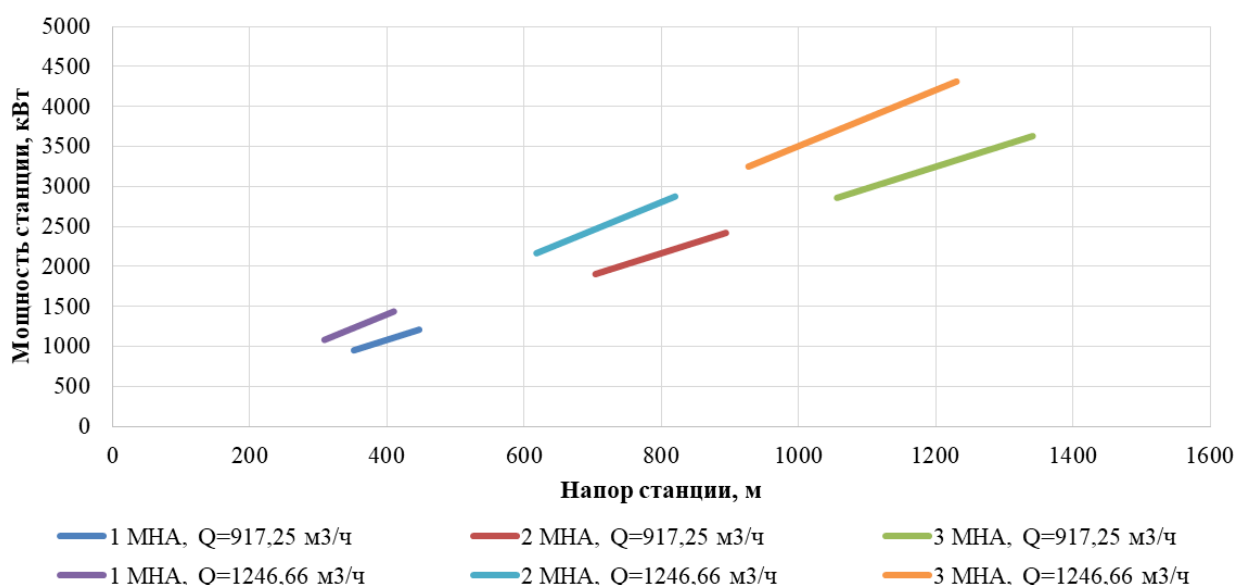


Рисунок 4.7 – Функция Джефферсона при частотном регулировании с помощью ЧРП и последовательном включении МНА

Разрывы в функции Джефферсона связаны с тем, что диапазоны напоров станции при данной подаче не являются связанными областями.

#### **Шаг № 4. Расчет оптимального режима перекачки и определение уставок САР давления [12, 29]**

Решение задачи оптимизации осуществляется методом динамического программирования [114] и начинается с первой станции. Для первой станции строится таблица (таблица 4.4), в которую записываются:

- сумма напора подпорных насосов ( $h$ ) и напора столба жидкости в резервуаре ( $z_{\text{вл}}$ );
- напор первой станции ( $H_{\text{ст},1}$ );
- первое слагаемое целевой функции ( $f_1$ );
- подпор на второй станции ( $h_2$ );
- количество МНА ( $m_1$ );
- относительная частота вращения ротора насоса  $\bar{n}_1$  (для частотного регулирования);
- перепад давления на затворе  $\Delta p_1$  (для дросселирования).

Таблица 4.4 – Таблица режимов первой МНС

$j$	$z_{взл}+h_1$	$H_{cm,1}(j)$	$f_1(j)$	$m_1(j)$	$n_1(j)$	$h_2(j)$	$H_{cm,2}(j)$
1	145,32	377	5433,91	1	0,898	176,75	361
2	145,32	378	5448,33	1	0,899	177,75	362
3	145,32	379	5462,74	1	0,900	178,75	363
4	145,32	380	5477,15	1	0,901	179,75	364
5	145,32	381	5491,57	1	0,903	180,75	365
6	145,32	382	5505,98	1	0,904	181,75	366
7	145,32	383	5520,39	1	0,905	182,75	367
8	145,32	384	5534,81	1	0,906	183,75	368
9	145,32	385	5549,22	1	0,907	184,75	369
10	145,32	386	5563,63	1	0,908	185,75	370
...	...	...	...	...	...	...	...
48	145,32	410	5909,56	1	0,936	209,75	408
49	145,32	410	5909,56	1	0,936	209,75	409
50	145,32	410	5909,56	1	0,936	209,75	410

где  $j$  – порядковый номер строки.

Таблица для первой НПС формируется в следующей последовательности:

1. Рассчитывается подпор на первой НПС  $z_{взл} + h$  и заносится в таблицу.
2. Фиксируется значение номера строки  $i$  из таблицы функции Джефферсона.
3. Значения напора станции, мощности станции, количества включенных МНА и относительная частота вращения ротора насоса/величина дросселирования/величина перепуска, удовлетворяющие условию  $z_{взл} + h_1 + H_{cm,1}(i) \in HP$ , переносятся из ранее построенной функции Джефферсона.
4. Для каждого напора станции рассчитывается первое слагаемое  $f_1$  целевой функции  $F$  и заносится в таблицу:

$$f_1(j) = P_{cm,1}(j) \cdot c_{э,1}(j). \quad (4.19)$$

5. Подпор на входе второй МНС вычисляется по формуле:

$$h_2 = z_{взл} + h_1 + H_{cm,1}(i) - 0,5 \cdot h_{mp,1} + \Delta z_1. \quad (4.20)$$

### Формирование таблицы режимов для второй и последующих НПС

В результате перебора всех возможных напоров на выходе первой станции образуется множество подпоров  $h_2(j)$  на входе второй (см. таблицу 4.3). На второй и последующих станциях выполняется перебор комбинаций подпоров и напоров станции. В результате образовывается массив, где суммарное количество элементов равно произведению количества подпоров на входе  $k$ -ой станции на количество напоров  $k$ -ой станции. Данный массив при переходе от МНС к МНС расширяется. Если имеется несколько комбинаций, обеспечивающих одинаковые напоры на выходе станции, то на этой НПС сохраняется только одна комбинация с минимальными затратами на электроэнергию по всем  $k$  МНС, остальные отсеиваются.

Форма таблицы для второй и последующих станций представлена в таблице 4.5.

После формирования таблицы для всех станций из нее выбирается режим, для которого целевая функция  $F$  принимает минимальное значение (оптимальный режим). Параметры режима ( $H_{см,k}$ ,  $h_k$ ,  $m_k$ ,  $n_k$ ) для каждой НПС определяются из таблицы для последней МНС.

Таблица 4.5 – Результаты расчета оптимального режима на МНС-2 (для частотного регулирования)

$j$	$z_{взл}+h_1$	$H_{см,1}(j)$	$f_1(j)$	$m_1(j)$	$n_1(j)$	$h_2(j)$	$H_{см,2}(j)$	$f_1(j) + f_2(j)$	$m_2(j)$	$n_2(j)$	$h_3(j)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	145,32	377	5433,91	1	0,898	176,75	361	10637,21	1	0,879	160,50
2	145,32	378	5448,33	1	0,899	177,75	362	10666,04	1	0,880	161,50
3	145,32	379	5462,74	1	0,900	178,75	363	10694,86	1	0,881	162,50
4	145,32	380	5477,15	1	0,901	179,75	364	10723,69	1	0,882	163,50
5	145,32	381	5491,57	1	0,903	180,75	365	10752,52	1	0,883	164,50
6	145,32	382	5505,98	1	0,904	181,75	366	10781,34	1	0,885	165,50
7	145,32	383	5520,39	1	0,905	182,75	367	10810,17	1	0,886	166,50
8	145,32	384	5534,81	1	0,906	183,75	368	10839,00	1	0,887	167,50
9	145,32	385	5549,22	1	0,907	184,75	369	10867,82	1	0,888	168,50



Окончание таблицы 4.5

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
10	145,32	386	5563,63	1	0,908	185,75	370	10896,65	1	0,889	169,50
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
48	145,32	410	5909,56	1	0,936	209,75	408	11790,29	15	0,934	207,50
49	145,32	410	5909,56	1	0,936	209,75	409	11804,71	16	0,935	208,50
50	145,32	410	5909,56	1	0,936	209,75	410	11819,12	17	0,936	209,50

Уставка САР по выходу/входу  $k$ -ой МНС для режима с заданным расходом определяется по формуле:

$$p_{\text{вых.раб}} = \rho \cdot g \cdot (h_k + H_{\text{см},k}), \quad (4.21)$$

$$p_{\text{вх.раб}} = \rho \cdot g \cdot h_k. \quad (4.22)$$

### Основные выводы по разделу

Основные научные результаты:

- построены зависимости минимальной мощности МНС от напора и комбинации включенных насосов для частотного регулирования с помощью ЧРП;
- построены коридоры, в котором располагаются эпюры всех возможных режимов, удовлетворяющих технологическим ограничениям по ЛЧ и НПС, что позволяет не проверять эти ограничения при расчете режима;
- выполнен расчет оптимального режима перекачки для заданной производительности, и определены управляющие воздействия (*комбинации МНА, уставки САР*), необходимые для последующей реализации режима.

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1 Введение

На сегодняшний день большое внимание уделяется вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережения. Можно отметить, что актуальной тематикой большей части исследований является анализ эффективности использования существующих энергосберегающих технологий, а также разработка и внедрение новых, более современных. Это можно связать с тем, что использование энергетических ресурсов с каждым годом увеличивается, цена на них также непрерывно растет, поэтому закономерно повышается себестоимость продукции. Одним из способов, который способен решить сложившуюся ситуацию – проведение модернизации производственных процессов с использованием энергосберегающих технологий.

Способом решения данной проблемы в сфере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является применение частотно-регулируемых приводов, что является целесообразным при решении следующих задач [21]:

- экономия энергозатрат за счет отказа от дросселирования;
- повышение надежности и долговечности работы перекачивающего агрегата благодаря «мягкому» пуску и остановки насоса;
- уменьшение рабочего давления в трубах, из-за исключения работы регуляторов давления.

Промышленное применение ЧРП при перекачке нефти на конкретной МНС должно быть обосновано технико-экономическими исследованиями, которые учитывают стоимость и эксплуатационные параметры применяемых преобразователей частоты.

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					87	139
Консульт.		Макашева Ю.С.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

## 5.2 SWOT-анализ повышения ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента и представляет собой комплексное исследование технического проекта, приобретшего свое применение в исследованиях внутренней и внешней сферы проекта.

Для того, чтобы провести SWOT-анализа составляется матрица «SWOT», в которой отображаются сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности.

При создании интерактивных матриц рекомендуется использовать следующие обозначения:

- С – сильные стороны проекта;
- Сл – слабые стороны проекта;
- В – возможности;
- У – угрозы;
- « + » – сильное соответствие;
- « – » – слабое соответствие.

Приведенный в таблицах 5.1 и 5.2 анализ интерактивных матриц показывает, что слабых сторон у проекта значительно меньше, чем сильных. Кроме того, можно говорить о высокой надежности проекта, так как угрозы имеют низкие вероятности.

Таблица 5.1 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	—	—	+
	B3	—	—	+	—
	B4	+	—	—	—
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	—	—	—	—
	B2	+	+	—	—
	B3	—	—	—	—
	B4	—	—	—	—

Таблица 5.2 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	У1	+	–	–	+
	У2	+	–	–	+
	У3	–	–	–	–
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	–	–	–	–
	У2	–	–	–	–
	У3	–	–	–	–

На заключительном этапе строится итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – SWOT-анализ

		Сильные стороны:	Слабые стороны:
		С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии. С2. Экологичность технологии. С3. Повышение безопасности производства. С4. Уменьшение затрат на внедрение оборудования.	Сл1. Трудность внедрения оборудования Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение оборудования.
Возможности	Внутренняя среда		
	Внешняя среда	В1. Повышение эффективности работы НПС за счет модернизации всех нефтеперекачивающих агрегатов. В2. Уменьшение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей. В4. Уменьшение времени простоев.	– Повышение производительности нефтеперекачивающих агрегатов. – Исключение поломок оборудования в результате применения «мягкого» пуска и остановки насоса. – Своевременная поставка нефтепродукта заказчику.

### Окончание таблицы 5.3

Угрозы	У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая снижению цены нефть и нефтепродукты, в результате чего оборудование станет экономически нецелесообразным.	Быстрая окупаемость средств, потраченных на покупку преобразователей частоты за счет высокой экономичности и эффективности данного оборудования, а также снижению затрат на ремонт оборудования, вышедшего из строя в результате высокой цикличности нагружения.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Дальнейшая проработка.</li> <li>– Прекращение модернизации нефтеперекачивающих агрегатов.</li> </ul>
	У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости оборудования из-за дорожающего курса иностранной валюты.		
	У3. Ограничение по использованию технологии из-за применения санкций странами ЕС.		

### 5.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Научную разработку полезно оценить с точки зрения степени ее готовности к коммерциализации на какой бы стадии жизненного цикла она не находилась, а также выяснить уровень знаний разработчика для ее внедрения.

Оценка уровня имеющихся знаний у разработчика (или готовности научного проекта к коммерциализации) рекомендуется определять по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (5.1)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;

$B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Оценка проекта осуществляется по составленной специальной таблице, заполненной баллами от 1 до 5.

Значение параметра  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности разработчика и его научной разработки коммерциализации.

Таблица 5.4 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определение имеющегося научно-технического задела	5	3
2	Определение перспективных направлений коммерциализации научно-технического задела	5	3
3	Определение отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4	Определение товарной формы научно-технического задела для представления на рынок	5	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведение оценки стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведение маркетинговых исследований рынков сбыта	2	2
8	Разработка бизнес-плана коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определение путей продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработка стратегии (формы) реализации научной разработки	3	3
11	Проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	2
12	Проработка вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Наличие команды для коммерциализации научной разработки	4	3
15	Проработка механизмов реализации научного проекта	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	53	46

Показатель степени проработанности научного проекта составляет 53, что свидетельствует о хорошей перспективности, а значение уровня имеющихся знаний у разработчика – 46, что говорит о перспективности выше среднего.

На основе вышесказанного можно сделать вывод о том, что в первую очередь необходимо проработать вопросы маркетинговых исследований рынков сбыта, а дальнейшей задачей будет являться доработка вопросов по определению пути продвижения научной разработки на рынок и проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок.

#### 5.4 Формирование плана и графика работы

Была сформирована рабочая группа для выполнения научных исследований. В состав группы входят магистрант и руководитель. Устанавливается соответствующая должность исполнителей по каждому виду запланированных работ.

В таблицу 5.5 был занесен перечень работ и этапов в рамках проведения научного исследования, а также распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 5.5 – Перечень работ, этапов и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Магистрант
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Магистрант
	3	Выбор направления исследований	Магистрант
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Магистрант
Теоретические и исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Магистрант
	6	Расчёт коридора эпюр напоров	Магистрант
	7	Построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности	Магистрант
	8	Расчет оптимального режима перекачки	Магистрант
	9	Формирование режимов для всех магистральных нефтеперекачивающих станций	Магистрант

## Окончание таблицы 5.5

Теоретические и экспериментальные исследования	10	Сопоставление результатов с теоретическими исследованиями	Руководитель, Магистрант
Обобщение и оценка результатов	11	Определение экономической целесообразности исследовательской работы	Магистрант
Разработка технической документации и проектирование	12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Магистрант

Таблица 5.6 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ раб	Вид работ	Исполнитель	Тк, кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				февраль				март			апрель			май
				1 - 4	5 - 13	15 - 19	22 - 29	1 - 9	10 - 18	19 - 30	31 - 12	13 - 19	20 - 3	4-8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Бакалавр	4											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	9											
3	Выбор направления исследований	Бакалавр	5											
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Магистрант	9											
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Магистрант	8											
6	Расчёт коридора эпюр напоров	Магистрант	9											
7	Построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности	Магистрант	12											



Продолжение таблицы 5.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Магистрант	9											
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Магистрант	8											
6	Расчёт коридора эпюр напоров	Магистрант	9											
7	Построение зависимости минимальной потребляемой станцией мощности	Магистрант	12											
8	Расчет оптимального режима перекачки	Магистрант	13											
9	Формирование режимов для всех магистральных нефтеперекачивающих станций	Руководитель, Магистрант	7											
10	Сопоставление результатов с теоретическими исследованиями	Магистрант	14											
11	Определение экономической целесообразности исследовательской работы	Магистрант	5											

 – Руководитель

 – Магистрант

## 5.5 Техничко-экономическое обоснование применения ЧРП

Помимо задачи повышения энергетической эффективности перед нефтепроводным транспортом стоит задача минимизации капитальных и эксплуатационных затрат, поэтому в процессе выбора способа регулирования, в том числе необходимо учитывать капитальные вложения в оборудование.

Затраты на электроэнергию относятся к эксплуатационным затратам, поэтому данные, полученные на первом шаге, являются исходными для выполнения технико-экономического сравнения. Помимо затрат на электроэнергию, в состав эксплуатационных затрат входят затраты на техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования системы регулирования давления, которые могут приниматься по опыту эксплуатации аналогичного оборудования.

Капитальные вложения должны приниматься по ранее реализованным объектам Компании и переводится в текущий уровень цен с помощью индексов-дефляторов, публикуемых Министерством экономического развития [66].

Оценка экономической целесообразности применения того или иного способа регулирования должна выполняться по величине чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Расчетный год, когда величина ЧДД становится неотрицательной ( $ЧДД > 0$ ), будет считаться сроком окупаемости данного способа регулирования давления [128]:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T \frac{C_t - R_t + A_t}{(1 + E)^t}, \quad (4.4)$$

где  $C$  – приток денежных средств в  $t$  году, руб.;

$R$  – отток денежных средств в  $t$  году, руб. ;

$A$  – амортизационные отчисления в  $t$  году, руб.;

$T$  – период расчета, лет.;

$E$  – норма дисконта, от.ед.

Способ регулирования давления, который обеспечивает минимальные

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

энергетические затраты, и его установка экономически обоснована ( $ЧДД > 0$ ) будет считаться наиболее эффективным способом регулирования для рассматриваемой НПС и его применение целесообразно для оптимизации режимов работы НПС.

На примере фактических режимов работы действующих МНП были оценены энергозатраты для способов частотного регулирования с помощью ЧРП и дросселирования для МНС, оснащенных насосами НМ 1250-400.

По данным годового отчета Компании [33] средняя стоимость электрической энергии ( $c_э$ ) в ценах 2017 года по Компании составляла 3,03 руб.·кВт·ч<sup>-1</sup> без НДС. С учетом прогноза Минэкономразвития России [66] средняя стоимость электрической энергии в ценах 2018 года по Компании составит 4,01 руб.·кВт·ч<sup>-1</sup>.

Годовые затраты на электроэнергию для способов частотного регулирования с помощью ЧРП и дросселирования представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Годовые затраты на электроэнергию для способов частотного регулирования с помощью ЧРП и дросселирования в ценах 2018 г.

Номер МНС	W <sub>др.</sub> , МЛН. кВт·ч	W <sub>чрп.</sub> , МЛН. кВт·ч	W <sub>др.</sub> · c <sub>э</sub> МЛН. руб. без НДС	W <sub>чрп.</sub> · c <sub>э</sub> МЛН. руб. без НДС	(W <sub>др.</sub> - W <sub>чрп.</sub> ) МЛН. руб. без НДС
1	13,86	10,72	55,58	42,99	12,59
2	13,77	10,30	55,22	41,29	13,92
3	10,64	9,55	42,67	38,28	4,39
4	11,14	9,76	44,67	39,02	5,65
5	13,45	9,57	53,93	38,28	15,66
6	13,45	9,57	53,93	38,28	15,66

Максимальная ежегодная экономия от применения ЧРП за счет экономии электроэнергии будет достигать 15,66 млн. руб., минимальная – 4,39 млн. руб.

Капитальные затраты для способов частотного регулирования с помощью ЧРП и дросселирования определялись на основании ранее реализованных объектов. Капитальные вложения для обоих способов регулирования представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Капитальные вложения в способ дросселирования и частотное регулирование с помощью ЧРП

Дросселирование		Частотное регулирование с помощью ЧРП		
DN затвора, мм	Капитальные вложения, млн. руб. без НДС	Требуемое количество ПЧ, шт.	Стоимость одного ПЧ, млн. руб без НДС	Капитальные вложения, млн. руб. без НДС
500	40,06	6	126,4	758,4

В случае использования ЧРП убыток относительно дросселирования за счет больших капитальных вложений составит 718,34 млн. руб. в первый год.

Дополнительные расходы на техническое обслуживание ЧРП относительно дросселирования приняты на уровне 0,5 млн. руб. без НДС в год.

Таким образом, в случае применения ЧРП, в первый год возникает убыток (отток денежных средств), связанный с большими капитальными вложениями, но в то же время возникает ежегодный приток, связанный с экономией на электроэнергии.

Результаты расчета экономической эффективности применения ЧРП представлены в таблице 5.9.

Норма дисконта ( $E$ ) принята на уровне 14 %. Данное значение нормы дисконта используется Компанией при выполнении ТЭО. Прогноз индексов-дефляторов промышленной продукции и роста цен на электроэнергию принят в соответствии с данными Минэкономразвития России [66]. Период расчета принят равным 40 годам. Амортизация рассчитывалась линейным способом, то есть амортизационные отчисления равномерно распределялись по годам.

Налоги приняты в соответствии с Налоговым кодексом РФ [71] на уровне:

- 20 % налог на прибыль;
- 2,2 % налог на имущество.

Применение ЧРП экономически эффективно на всех МПС, поскольку во всех случаях накопленный ЧДД в течение всего расчетного периода становится положительным. Например, накопленный ЧДД в 2040 году составил:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 110,59 млн. руб. без НДС для МНС № 1;
- 149,61 млн. руб. без НДС для МНС № 2;
- 8,18 млн. руб. без НДС для МНС № 3;
- 14,89 млн. руб. без НДС для МНС № 4;
- 68,30 млн. руб. без НДС для МНС № 5 и 6.

Таким образом, выполненный расчет показал, что использование ЧРП экономически эффективно, и экономия от снижения энергопотребления компенсирует высокие капитальные вложения в оборудование ЧРП.

Срок окупаемости ЧРП ни в одном из случаев не превышает его нормативный срок эксплуатации (40 лет). Поэтому можно сделать вывод, что применение ЧРП экономически оправдано только в случае последовательной перекачки нефти или нефтепродуктов, когда фактически имеется постоянное дросселирование. При этом экономическая целесообразность применения ЧРП определялась для каждого конкретного. Результаты ТЭО представлены в приложении Б.

Срок окупаемости применения ЧРП для всех 6 магистральных насосных станций приведён в таблице 5.10.

Таблица 5.9 – Срока окупаемости ЧРП

Номер МНС	МНС-1	МНС-2	МНС-3	МНС-4	МНС-5	МНС-6
Срок окупаемости (лет):	13	12	21	20	13	13

## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 6.1 Профессиональная социальная безопасность

**Социальная ответственность** или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [73].

В процессе транспортировки нефти по МН ключевую роль играют МНА, которые относятся к основному оборудованию НПС. МНА располагаются в насосном зале, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов (табл. 6.1), негативного воздействия на окружающую природную среду, а также возникновения ЧС. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.

Целью выполнения данного раздела магистерской диссертации является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Открытие / закрытие станционных задвижек	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88 [107] ГОСТ 12.1.003-83 [8] ГОСТ 12.1.012-04 [49] РД 153-39ТН-008-96 [36] РД 34.21.122-87 [56]
2. Обслуживание, ремонт насосных агрегатов	2. Превышение уровня шума;	2. Электрический ток;	ГОСТ 12.1.101-76 [19] РД 13.220.00-КТН-575-06 [51] РД 153-39.4-056-00 [63]

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Быков Р.С.				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						99	139
Консульт.	Немцова О.А.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

## Окончание таблицы 6.1

1	2	3	4
3. Контроль технологических параметров процесса перекачки нефтепродукта	3. Превышение уровня вибрации;	3. Пожаровзрыво-безопасность	
4. Контроль УСВД	4. Отклонение показателей микроклимата в помещении		
	5. Недостаточная освещенность рабочей зоны		

### 6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

#### 1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Насосный зал общего укрытия МНА является наиболее опасным объектом на НПС, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.

2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [107] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [107]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub>	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [63]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



насосного зала.

3. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

4. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

## **2. *Превышение уровня шума***

Источниками шума в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают МНА. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Особенно негативное воздействие шум оказывает на сердечно-сосудистую и нервную системы человека [8].

Согласно [8] нормированный уровень шума – 80 дБА.

Для снижения уровня шума в насосном зале применяются следующие меры:

1. Применение средств коллективной защиты. Оборудование, являющееся источником шума, располагают отдельно от других административных и производственных помещений. Стены выполняют из материала, обеспечивающего хорошую звукоизоляцию. Например, из металлополиуретанового пенопласта.

2. Применение дистанционного управления исключает необходимость обслуживающего персонала длительное время находиться в зоне акустического воздействия. Таким образом, находиться в насосном зале есть необходимость только во время работ по техническому обслуживанию или осмотру и во время ремонтных работ.

3. Контроль при проектировании оснований и фундаментов оборудования на должном уровне.

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Своевременное и качественное проведение ремонтных и монтажных работ согласно [36]. Прежде всего, это центровка, балансировка роторов насосов и электродвигателей.

5. Применение средств индивидуальной защиты. Согласно [81] применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, или жесткие вкладыши из резины. Вкладыши компактны и дешевы, однако недостаточно эффективны, так как способны снизить уровень шума только на 5-20 дБА. В связи с этим широкое распространение нашли наушники, которые способны снижать уровень шума на 7-47 дБА. При недостаточности акустических характеристик наушников, применяют звукоизолирующие шлемы.

### **3. *Превышение уровня вибрации***

Источниками вибрации в насосном зале также являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем.

Вибрация возникает из-за кавитации при работе насосов, пульсаций давлений, динамического не уравнивания вращающихся частей. Следствием вибрации может служить нарушение герметичности и механической прочности оборудования, что в свою очередь может быть причиной аварий. Вредное воздействие на организм человека заключается в функциональных расстройствах органов. В результате появляются головные боли, повышенная раздражительность и утомляемость, боли в суставах, нарушения координации движений. В отдельных случаях возникают необратимые изменения в сердечно-сосудистой и нервной системах, а также в опорно-двигательном аппарате [49].

Согласно [49] нормированной величиной вибрации в насосном зале является среднеквадратичное значение виброскорости: для корпуса насоса и двигателя – 13 мм/с (108 дБ), для фундамента МНА – 7,5 мм/с (104 дБ).

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [29].
- активная и пассивная виброизоляция, использование виброкомпенсирующих устройств.

#### **4. Отклонение показателей микроклимата в помещении**

К метеорологическим условиям производственной среды относятся: относительная влажность, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Все эти условия оказывают влияние на здоровье и самочувствие человека, на его функциональную деятельность. Различные их сочетания позволяют добиться благоприятных условий для работы человека. Например, при повышенной температуре в помещении следует увеличить скорость движения воздуха. Однако неправильное сочетание может принести вред. Например, если повысить влажность воздуха, то это только усугубит действие как пониженной, так и повышенной температуры в помещении.

Микроклимат в помещении насосного зала поддерживается при помощи системы вентиляции и отопления. Работа относится к III категории работ. Согласно [100] в жаркое время года в насосном зале поддерживают нормативную температуру  $+22...+24^{\circ}\text{C}$  с помощью приточно-вытяжной вентиляции, а в холодный период  $+18...+20^{\circ}\text{C}$  с помощью электрического отопления. Относительная влажность должна составлять 40-60%, скорость движения воздуха – 0,1 м/с в холодный период года, 0,2 м/с – в теплый.

#### **5. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

освещении будет невозможно должным образом контролировать опасные зоны, при чрезмерном освещении произойдет слепящее действие.

Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение насосного зала в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть достаточным для работы обслуживающего персонала без снижения производительности. В темное время суток освещенность рабочих мест осуществляется искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. В случае ремонтных работ необходимо местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

Согласно [84] для естественного освещения помещений промышленных предприятий коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен составлять при верхнем или комбинированном освещении – 4,0 %.

В таблице 6.3 приведены показатели нормируемой освещенности для насосного зала согласно с [89].

Таблица 6.3 – Показатели нормируемой искусственной освещенности для насосного зала [89]

Помещение	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещение	Нормируемая освещенность, лк					
		При разрядных лампах			При лампах накаливания		
		Одно общее	комбинированное всего	от общего	Одно общее	комбинированное всего	от общего
Насосный зал а) с постоянным дежурством	На уровне 0,8 м от пола	200			150		
	На уровне мер масла	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			100		
	Стол машиниста	200	400	200	150	300	150
б) без постоянного дежурства	На уровне 0,8 м от пола	150			100		
	На уровне мер масла	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			200		

## 6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

### 1. *Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования*

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма. [36]

### 2. *Электрический ток*

Поскольку МНА является весьма энергоемким объектом, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10000 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [63]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с [97].

Меры защиты:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отключение.

2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.

3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.

4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Большую опасность представляет атмосферное электричество, которое является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200 кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты укрытия насосных агрегатов НПС применяют стержневые молниеотводы, при этом согласно [56] токоотвод выполняют из листовой стали и соединяют с молниеотводом сваркой.

### **3. Пожаровзрывобезопасность**

Наиболее пожаровзрывоопасным объектом на НПС является насосный зал общего укрытия МНА, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество взрывоопасных газов. Здесь возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основными источниками их выделения являются [19]:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.

2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [19] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м <sup>3</sup>	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности [51]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).

2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.

3. Уменьшение концентрации взрывоопасных газов путем проветривания насосного зала.

4. Контроль загазованности газоанализаторами.

5. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

В соответствии с [51] первичными средствами пожаротушения являются порошковые огнетушители, песок, кошма.

На рисунке 6.1 изображен эвакуационный план насосного зала.

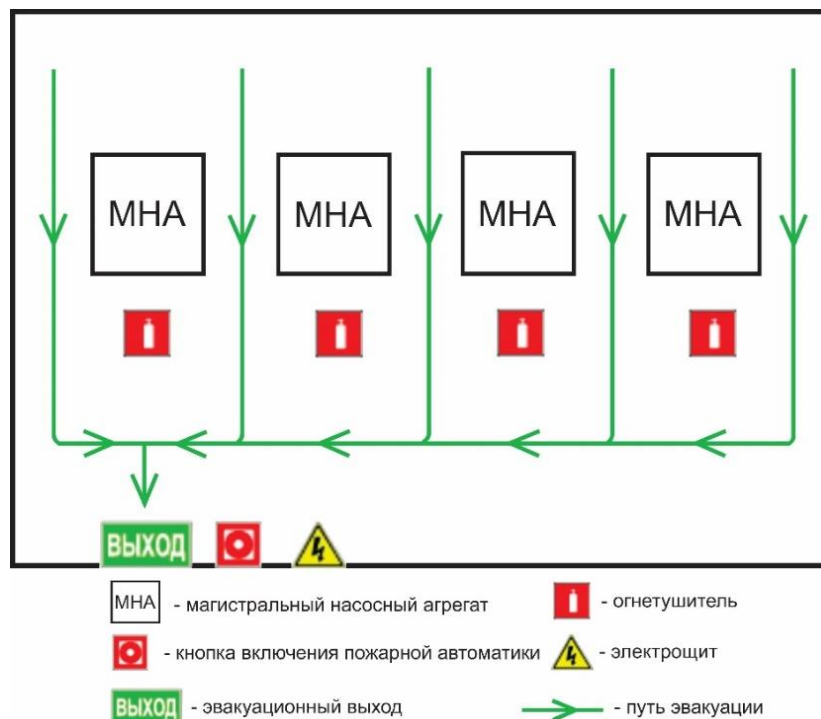


Рисунок 6.1 – Эвакуационный план насосного зала

## 6.2. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Одним из природоохранных мероприятий для минимизации вредного воздействия является очистка сточных вод (табл. 6.5). Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Поскольку в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ, то методы очистки сточных вод следует применять комплексно.



Таблица 6.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;</li> <li>2. Соблюдение правил эксплуатации;</li> <li>3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;</li> <li>4. Оснащение системой контроля загазованности</li> </ol>
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти в составе сточных вод от магистральной насосной по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;</li> <li>2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки;</li> <li>3. Очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям</li> </ol>
Земля и земельные ресурсы	Утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям
	Загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел	Складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов

### 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);

- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии в насосном зале по причине износа уплотнений насосных агрегатов, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность разлива нефти с последующим возгоранием и взрывом ее паров.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [63] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

*Действия в результате ЧС при разгерметизации магистральных насосных агрегатов с выходом нефти наружу [97]:*

1. Остановить агрегаты.
2. Обесточить оборудование насосного зала (электродвигатели, освещение).
3. Принять меры по предупреждению возгорания нефти.
4. Выставить посты ограждения разлитой нефти.
5. Открыть окна и двери, включить вентиляцию.
6. Собрать разлившуюся нефть.
7. Устранить повреждения насосных агрегатов.

#### **6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [70], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Работодатель должен обеспечить работников, занятых эксплуатацией нефтеперекачивающих станций санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева и проч.) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты; продолжительность смены; количество смен; часы начала и окончания смены; внутрисменные перерывы на отдых; перерывы на прием пищи. При эксплуатации НПС в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При реконструкции действующих предприятий санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов реконструируемого объекта. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складировемыми материалами и конструкциями.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [93]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ фактических режимов работы МНПП, литературы и нормативно-технической документации по теме исследования, на основании которого выявлены нерешенные проблемы в существующих подходах оптимизации режимов перекачки.

Показано, что применение частотно-регулируемого привода в качестве системы автоматического регулирования увеличивает надежность и устойчивость работы МНС и нефтепродуктопровода в целом за счет оптимизации напорно-расходной характеристики и исключения образования перевальных точек.

Определено, что при использовании в качестве системы автоматического регулирования давления на МНС частотно-регулируемого электропривода нефтеперекачивающих агрегатов количество возможных режимов эксплуатации магистрального нефтепродуктопровода увеличивается в десятки раз. При этом относительные частоты вращения роторов насосов изменяются в пределах от 0,849 до 0,931.

Показано, что применение в качестве системы автоматического регулирования ЧРП позволяет уменьшить удельные затраты электроэнергии на транспортировку нефтепродукта с 76,31 до 59,46 млн. кВт·ч.

Максимальная экономия энергии по МНС достигает 28,8 %, минимальная – 10 %. Минимальная экономия связана с тем, что на данной МНС за анализируемый период времени величина дросселирования не превышала 0,6 МПа.

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					114	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Адоевский, А.В. Моделирование работы нефтепроводов, оборудованных системами сглаживания волн давления: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Адоевский Александр Валентинович. – М., 2011. – 170 с.
2. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
3. Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 1982. – 224 с.
4. Ахмадуллин, К.Р. Использование противотурбулентной присадки при транспортировке дизельного топлива по МНПП «Уфа-Западное направление» / К.Р. Ахмадуллин, Р.Х. Хажиев, В.К. Матчин, И.М. Галеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – №4. – С. 3-7.
5. Ахмадуллин, К.Р. Энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Ахмадуллин Ка- миль Рамазанович. – Уфа, 2005. – 390 с.
6. Бархатов, А.Ф. Задача выбора способа плавного регулирования при последовательной перекачке партий нефти / А.Ф. Бархатов // Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. – 2015. – С. 27-29.
7. Бархатов, А.Ф. Использование противотурбулентной присадки при перекачке нефти как один из способов снижения операционных затрат / А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – №2. – С. 56-65.
8. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.
9. Бархатов, А.Ф. Основные проблемы энергосбережения в трубопроводном транспорте и направления их решения / А.Ф. Бархатов // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2015. – №6. – С. 132-138.
10. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1988. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
11. Бархатов, А.Ф. Разработка программного комплекса для формирова- ния оптимального плана перекачки / А.Ф. Бархатов // Проблемы геологии и осво- ения недр. – 2014. – Т.2. – С. 550-551.

					Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Быков Р.С.				Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						115	138
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

12. Бархатов, А.Ф. Расчет оптимальных режимов перекачки / А.Ф. Бархатов // Сборник работ II тура XII научно-технической конференции молодежи ОАО
13. Беккер, Л.М. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом / Л.М. Беккер, К.Ю. Штукагуров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 27-33.
14. Бобровский, С.А. Коэффициент полезного действия насосной станции с учетом регулирования / С.А. Бобровский, Г.С. Салащенко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1969. – №2. – С. 18-21.
15. Бобровский, С.А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов / С.А. Бобровский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – №6. – С. 19-22.
16. Быков, К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Быков Кирилл Владимирович. – СПб., 2014. – 138 с.
17. Васильев, Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1. – 409 с.
18. Васильковский, В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте / В.В. Васильковский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1989. – №6. – С. 36-38.
19. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6 с.
20. Вязунов, Е.В. Быстродействие системы регулирования давления насосной станции при заданной скорости хода регулирующего элемента [Электронный ресурс] / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №2. – ежим доступа: [http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV_2.pdf).
21. Вязунов, Е.В. Исследование вопросов динамики работы и оптимального управления магистральными нефтепродуктопроводами: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 198 / Вязунов Евгений Валерианович. – М., 1970. – 25 с.
22. Вязунов, Е.В. Определение действительной пропускной характеристики узла регулирования давления / Е.В. Вязунов, К.А. Евтух, С.В. Путин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №2. – С. 88-90.
23. Вязунов, Е.В. Определение коридора эпюр напоров на участке между двумя нефтеперекачивающими станциями при заданной производительности перекачки [Электронный ресурс] / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №2. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV_1.pdf).

					Список используемых источников	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. Вязунов, Е.В. Определение оптимальных характеристик насосных агрегатов магистральных трубопроводов / Е.В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1968. – №5. – С. 10-13.

25. Вязунов, Е.В. Оптимальное управление магистральным трубопроводом при последовательной перекачке / Е.В. Вязунов // Автоматизация технологических процессов. – 1968. – Ч.3. – С. 144-159.

26. Вязунов, Е.В. Оптимальное управление нефтепроводом и оценка его эффективности / Е.В. Вязунов, В.И. Голосовкер, Л.Г. Щепетков // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №5. – С. 55-57.

27. Вязунов, Е.В. Оптимизация потребляемой НПС мощности при различных способах регулирования / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2013. – №4. – С. 4-7.

28. Вязунов, Е.В. Расчет оптимального режима перекачки по магистральному трубопроводу при регулировании давления методом дросселирования потока / Е.В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1969. – №12. – С. 7-9.

29. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 7 с.

30. Гареев, М.М. Повышение эффективности магистральных нефтепроводов на основе использования агентов снижения гидравлического сопротивления и совершенствования системы учета нефти: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Гареев Мурсалим Мухутдинович. – Уфа, 2006. – 348 с.

31. Гафаров, Р.Р. Автоматизированная система определения оптимального режима работы участка магистрального нефтепровода: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Гафаров Радик Русланович. – Уфа, 2009. – 19 с.

32. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2013 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «АК «Транснефть». – Режим доступа: [http://www.transneft.ru/u/section\\_file/7191/godovoi\\_otchet\\_oao\\_ak\\_transneft\\_za\\_2013\\_god.pdf](http://www.transneft.ru/u/section_file/7191/godovoi_otchet_oao_ak_transneft_za_2013_god.pdf).

33. 33. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2015 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «АК «Транснефть». Режим доступа: [http://www.transneft.ru/u/section\\_file/23752/godovoi\\_otchet\\_oao\\_ak\\_transneft\\_za\\_2015\\_god.pdf](http://www.transneft.ru/u/section_file/23752/godovoi_otchet_oao_ak_transneft_za_2015_god.pdf).

34. Голосовкер, В.И. Определение режима работы магистрального нефтепровода при заданной производительности / В.И. Голосовкер // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1967. – №10. – С. 24-26.

35. Гольянов, А.И. Выбор рационального режима работы магистрального трубопровода / А.И. Гольянов, А.В. Михайлов, А.М. Нечваль, А.А. Гольянов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – №10. – С. 16-18.

					Список используемых источников	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



36. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Введ. 01.01.1997. – Уфа: ИПТЭР, 1997. – 147 с.
37. ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2015. – 78 с.
38. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. – М.: Госстандарт России, 2003. – 33 с.
39. ГОСТ ISO 17769-1-2014 Насосы жидкостные и установки. Основные термины, определения, количественные величины, буквенные обозначения и единицы измерения. Часть 1. Жидкостные насосы. – М.: ИНК Издательство стандартов, 2015. – 14 с.
40. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России, 2002. – 11 с.
41. ГОСТ 6134-2007. Насосы динамические. Методы испытаний. – М.: Стандартиформ, 2008. – 99 с.
42. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» [Электронный ресурс] // ГАРАНТ.РУ Информационно-правовой портал. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/70644238/>.
43. Гумеров, А.Г. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / А.Г. Гумеров, К.А. Борисов, А.Ю. Козловский // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №3. – С. 85-88.
44. Евтух, К.А. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами или гидромuftами / К.А. Евтух, Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №2. – С. 15-21.
45. Еникеев, А.Б. К вопросу о регулировании центробежных насосов на магистральных нефтепроводах с помощью гидромuft / А.Б. Еникеев, Н.Л. Карпушин, С.И. Бак // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – №1. – С. 6-7.
46. Жданова, Т.Г. Выбор рациональных режимов эксплуатации нефтепроводов и насосных агрегатов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13 / Жданова Татьяна Геннадиевна. – Уфа, 1996. – 26 с.
47. Зайцев, Л.А. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов: Учебник для рабочих / Л.А. Зайцев. – М.: Недра, 1982. – 240 с.
48. Иваненков, В.В. Опыт использования противотурбулентных присадок в ОАО «ЮГО-ЗАПАД ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ» / В.В. Иваненков, И.В. Подливахин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №4. – С. 36-39.

					Список используемых источников	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

49. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартинформ, 2004. – 16 с.
50. Кондрашова, О.Г. Частотное управление магистральными насосами на эксплуатационном участке «Москаленки-Юргамыш» / О.Г. Кондрашова, С.О. Шамшович // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №3. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Kondrashova/Kondrashova\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/Kondrashova/Kondrashova_2.pdf).
51. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов. – Введ. 28.12.2006. – Уфа: ИПТЭР, 2006. – 62 с.
52. Коршак, А.А. Нефтеперекачивающие станции / А.А. Коршак. – Ростов н/Д: ООО «Феникс», 2015. – 269 с.
53. Лазарев, Г. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях / Г. Лазарев // Силовая электроника. – 2007. – №3. – Режим доступа: <http://www.uran.donetsk.ua/~masters/2011/etf/novichenko/library/article9.pdf>.
54. Лепешкин, А.В. Гидравлические и пневматические системы / А.В. Лепешкин, А.А. Михайлин: под общ. ред. Ю.А. Беленкова – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 336 с.
55. Лисин, Ю.В. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах / Ю.В. Лисин, С.Л. Семин, Ф.С. Зверев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 6-11.
56. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12.10.1987. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 122 с.
57. Лисин, Ю.В. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Ю.В. Лисин, Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсумзаде. – СПб.: Недра. 2012. – 360 с.
58. Ломакин, А.А. Центробежные и осевые насосы / А.А. Ломакин. – М.: Машиностроение, 1966. – 365 с.
59. Лурье, М.В. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от волн повышенного давления встречными волнами разрежения / М.В. Лурье, Е.В. Фериченкова // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2007. – №6. – С 4-7.
60. Лурье, М.В. Использование результатов стендовых испытаний малых противотурбулентных добавок для гидравлических расчетов промышленных трубопроводов / М.В. Лурье, Н.Н. Голунов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – №4. – С. 32-37.
61. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с

					Список используемых источников	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

62. Лурье, М.В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопроводов / М.В. Лурье, А.А. Прохоров // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – №8. – С. 14-18.
63. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2001. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 134 с.
64. Макаров, С.Н. Опыт применения противотурбулентной присадки на нефтепродуктопроводах ОАО «АК «Транснефтепродукт» / С.Н. Макаров, С.М. Фокин, И.И. Ерошкина // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2000. – №4. – С. 14-17.
65. Мастобаев, Б.Н. История применения химических реагентов и технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 07.00.10 / Мастобаев Борис Николаевич. – Уфа, 2003. – 50 с.
66. Министерство экономического развития Российской Федерации. – Режим доступа: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325>.
67. Михайлов, А.В. Эффективность применения различных типов насосных агрегатов в условиях снижения производительности магистральных нефтепроводов: дис. канд. техн. наук: 05.15.13 / Михайлов Александр Владимирович. – Уфа, 1999. – 197 с.
68. Мороз, П.А. Об оптимальном управлении магистральным неразветвленным нефтепродуктопроводом / П.А. Мороз // Автоматизация технологических процессов. – 1968. – Ч.2. – С. 120-125.
69. Мохаммад Насер Хуссейн Аббас. Улучшение параметров работы нефтепровода путем применения противотурбулентных присадок: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Мохаммад Насер Хуссейн Аббас. – Уфа, 2009. – 129 с.
70. ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
71. Налоговый кодекс Российской Федерации. – М.: Эксмо, 2009. – 832 с.
72. Настепанин, П.Е. Особенности применения противотурбулентной присадки на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП / П.Е. Настепанин, К.А. Евтух, Е.С. Чужинов, А.Ф. Бархатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 12-17.
73. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
74. ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транс- нефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2008. – 34 с.
75. ОР-19.020.00-КТН-254-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Порядок проведения лабораторных испытаний и входного контроля. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 32 с.

					Список используемых источников	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

76. ОР-75.180.00-КТН-018-10 Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 93 с.
77. ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 28 с.
78. ОТТ-23.040.00-КТН-145-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 15 с.
79. ОТТ-23.080.00-КТН-049-10 Насосы нефтяные магистральные и агрегаты электронасосные на их основе. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 65 с.
80. ОТТ-29.160.30-КТН-071-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства частотного регулирования скорости электродвигателей напряжением выше 1000 В. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 53 с.
81. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1988. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
82. ОТТ-75.180.00-КТН-177-10 Арматура регулирующая для магистральных нефтепроводов. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 70 с.
83. Отчет к технико-экономическому обоснованию по теме «Повышение энергоэффективности ТС ВСТО с применением противотурбулентных присадок». М.: ОАО «Гипротрубопровод», 2012. – 158 с.
84. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
85. Пирогов, А.Н. Рациональная эксплуатация систем гидравлически связанных магистральных нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Пирогов Андрей Николаевич. – М., 2008. – 122 с.
86. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс] // Кодекс Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902087949>.
87. Программный комплекс «Гранс-П». – Уфа: ССП УГНТУ ХНИЛ «Транснефтегаз», 2009. – 137 с.
88. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 44 с.

					Список используемых источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

89. СТО Газпром РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения. – Введ. 18.03.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – 186 с.
90. РД-23.040.00-КТН-011-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2016. – 153 с.
91. РД-23.040.00-КТН-254-10 Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 47 с.
92. РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 129 с.
93. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».
94. РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 165 с.
95. РД-29.160.30-КТН-071-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 119 с.
96. РД-29.160.30-КТН-149-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Капитальный ремонт электродвигателей для насосных агрегатов. Требования к проведению. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 106 с.
97. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00. Технологический регламент НПС.
98. РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 204 с.
99. РД-75.180.00-КТН-255-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 129 с.
100. РД-91.200.00-КТН-175-13 Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 215 с.
101. Русов, Е.В. Об экономической эффективности применения регулируемых электроприводов насосов на НПС магистральных нефтепроводов / Е.В. Русов, Г.Ш. Кудояров, В.Е. Лупенских, А.М. Попов, Н.М. Бондаренко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №11. – С. 32-35.
102. Рыжевский, О.Н. Графоаналитический метод расчета оптимального режима работы магистрального нефтепровода / О.Н. Рыжевский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – №2. – С. 7-11.

					Список используемых источников	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

103. Рыжевский, О.Н. К расчету оптимальных режимов работы магистрального нефтепровода / О.Н. Рыжевский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – №11. – С. 3-5.

104. Салащенко, Г.С. Зависимость эффективности регулирования трубопровода от времени работы на регулируемом режиме / Г.С. Салащенко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – №8. – С. 11-13.

105. Салащенко, Г.С. Коэффициент полезного действия регулирования работы насосных станций / Г.С. Салащенко, С.А. Бобровский, В.Д. Белоусов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1967. – №3. – С. 6-8.

106. Салащенко, Г.С. Оценка эффективности регулирования работы насосной станции отключением насоса / Г.С. Салащенко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1973. – №6. – С. 6-9.

107. Св-во о гос. регистр. прогр. для ЭВМ №2014616877. Расчет оптимального режима перекачки технологического участка магистрального нефтепровода и определение оптимальных уставок при заданной производительности / А.Ф. Бархатов. М: Федеральная служба по интеллектуальной собственности – 2014.

108. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 96 с.

109. Справочный документ по наилучшим доступным технологиям обеспечения энергоэффективности // Портал-энерго. Эффективное энергосбережение. – Режим доступа: [http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo\\_ru\\_dokument\\_es\\_po\\_e\\_ef.pdf](http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo_ru_dokument_es_po_e_ef.pdf).

110. Техническая документация. Руководство по эксплуатации. Регулировочная турбомуфта 715 SVL. – Крайльсхайм: Voith Turbo GmbH & Co. KG, 2009. – 797 с.

111. ТПР-75.180.00-КТН-057-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Типовые проектные и технические решения. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 156 с.

112. Туманский, А.П. Оптимизация режимов транспортировки углеводородных жидкостей по трубопроводам с промежуточными насосными станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Туманский Александр Петрович. – М., 2008. – 137 с.

113. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]// ГАРАНТ.РУ Информационно-правовой портал. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12171109/>.

					Список используемых источников	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

114. Хедли, Дж. Нелинейное и динамическое программирование / Дж. Хедли. – М.: Издательство «Мир», 1967. – 506 с.

115. Черников, В.А. О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах / В.А. Черников, Н.С. Челинцев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – №1. – С. 58-61.

116. Шабанов, В.А. Анализ коэффициента полезного действия магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов при использовании частотно регулируемого электропривода в функции регуляторов давления / В.А. Шабанов, Э.Ф. Хакимов, С.Ф. Шарипова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №1. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_16.pdf](http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_16.pdf).

117. Шабанов, В.А. О влиянии частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на цикличность нагружения трубопровода / В.А. Шабанов, З.Х. Павлова, А.Р. Калимгулов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №5. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_14.pdf](http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_14.pdf).

118. Шабанов, В.А. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия / В.А. Шабанов, О.В. Кабаргина, З.Х. Павлова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №6. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_8.pdf](http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf).

119. Шабанов, В.А. Приближенная оценка снижения цикличности нагружения трубопровода при использовании частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов / В.А. Шабанов, Э.Ф. Хакимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – №6. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2015/ogbus\\_6\\_2015\\_p253-276\\_ShabanovVA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p253-276_ShabanovVA_ru.pdf).

120. Шабанов, В.А. Эффективность использования безтрансформаторных многоуровневых преобразователей частоты в электроприводе магистральных насосов / В.А. Шабанов, В.Ю. Алексеев, А.Р. Калимгулов, М.И. Хакимьянов, Д.А. Токмачов, А.В. Шепелин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. №5. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/issues/5\\_2015/ogbus\\_5\\_2015\\_p493-515\\_ShabanovVA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/5_2015/ogbus_5_2015_p493-515_ShabanovVA_ru.pdf).

121. Шабанов, В.А. Алгоритм оптимизации частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов методом покоординатного спуска / В.А. Шабанов, З.Х. Павлова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №4. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_11.pdf](http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_11.pdf).

					Список используемых источников	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

122. Шаммазов, А.М. Комплекс программ «Расчет режимов работы нефтепроводов» / А.М. Шаммазов, Б.А. Козачук, Н.Е. Пирогов, Ю.П. Ретюнин, А.И. Новиков, Л.М. Храмова // Трубопроводный транспорт нефти. – 2001. – №9. – С. 16.
123. Шилин, Ю.И. Выбор оптимального управления магистральным нефтепроводом в режиме «из насоса в насос» / Ю.И. Шилин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – №10. – С. 3-5.
124. Шилин, Ю.И. К постановке задачи об оптимальном управлении магистральным нефтепроводом, работающем в режиме «из насоса в насос» / Ю.И. Шилин, П.А. Мороз // Нефтяное хозяйство. – 1966. – №1. – С. 63-66.
125. Шилин, Ю.И. Эффективность различных методов регулирования давления в магистральном нефтепроводе / Ю.И. Шилин, И.Л. Шрейнер, П.А. Мороз // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – №12. – С. 3-7.
126. Ширяев, А.М. О применении химреагентов для повышения энергоэффективности магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А.М. Ширяев, В.В. Жолобов, А.В. Ковардаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №1. – С. 70-77.
127. Щербань, А.И. К вопросу разработки технологии транспорта нефтепродуктов на основе регулирования частоты вращения перекачивающих насосных агрегатов / А.И. Щербань, К.А. Борисов, Э.М. Ахияртдинов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2007. – №6. – С. 7-10.
128. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. Учебник под ред. В.Ф. Дунаева – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2004.– 372 с.
129. Энергетическая политика ОАО «АК «Транснефть» [Электронный ресурс] // Официальный сайт ООО «Транснефть–Балтика». – Режим доступа: [http://baltneft.transneft.ru/u/section\\_file/1388/Energy\\_Policy\\_Transneft.pdf](http://baltneft.transneft.ru/u/section_file/1388/Energy_Policy_Transneft.pdf).
130. Ясин Э.М. Надежность магистральных нефтепроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Рашепкин. – М.: Недра, 1972. – 183 с.
131. Centrifugal pump handbook. Third edition. – Kidlington, UK.: Elsevier Ltd., 2010. – 294 p.
132. ISO 50001:2011 Energy management systems – Requirements with guidance for use. – Switzerland, 2011. – 23 p.
133. Jefferson, J.T. Shell Pipe Line calls it Dynamic Programing. It's proving effective as a means of optimizing power on crude-oil pipeline / J.T. Jefferson // The Oil and gas Journal. – 1961. – Vol.59. – №19. – P. 102-107.
134. Vejahati, F. A conceptual framework for predicting the effectiveness of a drag reducing agent in liquid pipelines / F. Vejahati // Pipeline Simulation Interest Group. – 2014. – Vol. 1418. – P. 1-5.
135. Бархатов А.Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов:

					Список используемых источников	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Бархатов Александр Федорович. – Москва, 2017. – 160 с.

## Корреспонденция на 20.08

127

## Приложение Б (обязательное)

Таблица Б.1 – Результаты расчета ЧДД проекта по применению ЧРП (млн. руб. без НДС)

Наименование параметра	2018	2019	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Общие показатели</b>																		
Рост цен на электроэнергию нарастающим итогом	1,00	1,16	...	1,6	1,64	1,68	1,72	1,76	1,8	1,84	1,88	1,92	1,96	2,00	2,04	2,08	2,12	2,16
Коэффициент дисконтирования	0,88	0,77	...	0,18	0,16	0,14	0,12	0,11	0,10	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03
Амортизация (уменьш. ост)	28,44	27,37	...	17,98	17,30	16,65	16,03	15,43	14,85	14,29	13,76	13,24	12,75	12,27	11,81	11,36	10,94	10,53
Амортизация (лин)	18,96	18,96	...	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
Налог на имущество	16,68	16,68	...	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68
<b>МНС-1</b>																		
Доходы	12,59	14,60	...	20,14	20,65	21,15	21,66	22,16	22,66	23,17	23,67	24,17	24,68	25,18	25,68	26,19	26,69	27,20
Расходы, в том числе амортизация и налог на имущество	162,54	36,14	...	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14
Прибыль	-149,95	-21,54	...	-16,00	-15,50	-14,99	-14,49	-13,99	-13,48	-12,98	-12,47	-11,97	-11,47	-10,96	-10,46	-9,96	-9,45	-8,95
Налог на прибыль	-29,99	-4,31	...	-3,20	-3,10	-3,00	-2,90	-2,80	-2,70	-2,60	-2,49	-2,39	-2,29	-2,19	-2,09	-1,99	-1,89	-1,79
Приток денежных средств	12,59	14,60	...	20,14	20,65	21,15	21,66	22,16	22,66	23,17	23,67	24,17	24,68	25,18	25,68	26,19	26,69	27,20

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Отток денежных средств, в том числе расходы (без амортизации), налог на прибыль	113,59	12,88	...	13,98	14,09	14,19	14,29	14,39	14,49	14,59	14,69	14,79	14,89	14,99	15,09	15,19	15,29	15,39
ЧДД	-85,85	10,48	...	8,21	8,73	9,30	9,87	10,47	11,07	11,72	12,34	12,98	13,63	14,27	14,89	15,47	16,10	16,67
Накопленный ЧДД	-85,85	-78,11	...	-3,80	4,93	14,22	24,10	34,57	45,64	57,36	69,70	82,69	96,31	110,59	125,48	140,94	157,04	173,71
<b>МНС-2</b>																		
Доходы	13,92	16,15	...	22,28	22,84	23,39	23,95	24,51	25,06	25,62	26,18	26,74	27,29	27,85	28,41	28,96	29,52	30,08
Расходы, в том числе амортизация и налог на имущество	162,54	36,14	...	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14
Прибыль	-148,62	-19,99	...	-13,87	-13,31	-12,75	-12,19	-11,64	-11,08	-10,52	-9,97	-9,41	-8,85	-8,30	-7,74	-7,18	-6,62	-6,07
Налог на прибыль	-29,72	-4,00	...	-2,77	-2,66	-2,55	-2,44	-2,33	-2,22	-2,10	-1,99	-1,88	-1,77	-1,66	-1,55	-1,44	-1,32	-1,21
Приток денежных средств	13,92	16,15	...	22,28	22,84	23,39	23,95	24,51	25,06	25,62	26,18	26,74	27,29	27,85	28,41	28,96	29,52	30,08
Отток денежных средств, в том числе расходы (без амортизации), налог на прибыль	113,86	13,19	...	14,41	14,52	14,63	14,75	14,86	14,97	15,08	15,19	15,30	15,41	15,53	15,64	15,75	15,86	15,97
ЧДД	-89,83	9,02	...	10,02	10,69	11,42	12,17	12,97	13,80	14,71	15,62	16,59	17,60	18,63	19,67	20,68	21,81	22,87
Накопленный ЧДД	-89,83	-80,81	...	5,43	16,12	27,53	39,70	52,67	66,47	81,17	96,79	113,38	130,98	149,61	169,28	189,96	211,77	234,64
<b>МНС-3</b>																		
Доходы	4,39	5,09	...	7,02	7,20	7,37	7,55	7,72	7,90	8,08	8,25	8,43	8,60	8,78	8,95	9,13	9,30	9,48
Расходы, в том числе амортизация и налог на имущество	162,54	36,14	...	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14



Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Прибыль	-158,16	-31,05	...	-29,12	-28,95	-28,77	-28,60	-28,42	-28,24	-28,07	-27,89	-27,72	-27,54	-27,37	-27,19	-27,02	-26,84	-26,66
Налог на прибыль	-31,63	-6,21	...	-5,82	-5,79	-5,75	-5,72	-5,68	-5,65	-5,61	-5,58	-5,54	-5,51	-5,47	-5,44	-5,40	-5,37	-5,33
Приток денежных средств	4,39	5,09	...	7,02	7,20	7,37	7,55	7,72	7,90	8,08	8,25	8,43	8,60	8,78	8,95	9,13	9,30	9,48
Отток денежных средств, в том числе расходы (без амортизации), налог на прибыль	111,95	10,97	...	11,36	11,40	11,43	11,47	11,50	11,54	11,57	11,61	11,64	11,68	11,71	11,75	11,78	11,82	11,85
ЧДД	-47,21	4,18	...	1,66	1,85	2,09	2,35	2,66	2,99	3,40	3,81	4,28	4,79	5,33	5,89	6,42	7,07	7,67
Накопленный ЧДД	-47,21	-43,03	...	-25,37	-23,52	-21,44	-19,08	-16,43	-13,44	-10,04	-6,22	-1,95	2,85	8,18	14,06	20,48	27,55	35,22
<b>МНС-4</b>																		
Доходы	5,65	6,55	...	9,03	9,26	9,49	9,71	9,94	10,16	10,39	10,62	10,84	11,07	11,29	11,52	11,75	11,97	12,20
Расходы, в том числе амортизация и налог на имущество	162,54	36,14	...	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14
Прибыль	-156,90	-29,59	...	-27,11	-26,88	-26,66	-26,43	-26,21	-25,98	-25,75	-25,53	-25,30	-25,08	-24,85	-24,63	-24,40	-24,17	-23,95
Налог на прибыль	-31,38	-5,92	...	-5,42	-5,38	-5,33	-5,29	-5,24	-5,20	-5,15	-5,11	-5,06	-5,02	-4,97	-4,93	-4,88	-4,83	-4,79
Приток денежных средств	5,65	6,55	...	9,03	9,26	9,49	9,71	9,94	10,16	10,39	10,62	10,84	11,07	11,29	11,52	11,75	11,97	12,20
Отток денежных средств, в том числе расходы (без амортизации), налог на прибыль	112,21	11,27	...	11,76	11,81	11,85	11,90	11,94	11,99	12,03	12,08	12,12	12,17	12,21	12,26	12,30	12,35	12,40

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ЧДД	-46,67	4,55	...	1,85	2,05	2,32	2,62	2,97	3,35	3,81	4,28	4,80	5,39	6,00	6,63	7,24	7,99	8,67
Накопленный ЧДД	-46,67	-42,12	...	-22,70	-20,64	-18,32	-15,70	-12,73	-9,39	-5,58	-1,30	3,50	8,89	14,89	21,52	28,76	36,75	45,42
<b>МНС-5</b>																		
Доходы	15,66	18,16	...	25,05	25,68	26,30	26,93	27,56	28,18	28,81	29,44	30,06	30,69	31,31	31,94	32,57	33,19	33,82
Расходы, в том числе амортизация и налог на имущество	162,54	36,14	...	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14
Прибыль	-146,89	-17,98	...	-11,09	-10,47	-9,84	-9,21	-8,59	-7,96	-7,34	-6,71	-6,08	-5,46	-4,83	-4,20	-3,58	-2,95	-2,33
Налог на прибыль	-29,38	-3,60	...	-2,22	-2,09	-1,97	-1,84	-1,72	-1,59	-1,47	-1,34	-1,22	-1,09	-0,97	-0,84	-0,72	-0,59	-0,47
Приток денежных средств	15,66	18,16	...	25,05	25,68	26,30	26,93	27,56	28,18	28,81	29,44	30,06	30,69	31,31	31,94	32,57	33,19	33,82
Отток денежных средств, в том числе расходы (без амортизации), налог на прибыль	114,21	13,59	...	14,97	15,09	15,22	15,34	15,47	15,59	15,72	15,84	15,97	16,09	16,22	16,34	16,47	16,59	16,72
ЧДД	-42,40	7,52	...	3,30	3,70	4,21	4,77	5,43	6,16	7,05	7,95	8,98	10,12	11,33	12,58	13,80	15,29	16,66
Накопленный ЧДД	-42,40	-34,88	...	-1,41	2,29	6,50	11,27	16,70	22,86	29,91	37,86	46,84	56,96	68,30	80,88	94,68	109,96	126,63
<b>МНС-6</b>																		
Доходы	15,66	18,16	...	25,05	25,68	26,30	26,93	27,56	28,18	28,81	29,44	30,06	30,69	31,31	31,94	32,57	33,19	33,82
Расходы, в том числе амортизация и налог на имущество	162,54	36,14	...	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14

Окончание таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Прибыль	-146,89	-17,98	...	-11,09	-10,47	-9,84	-9,21	-8,59	-7,96	-7,34	-6,71	-6,08	-5,46	-4,83	-4,20	-3,58	-2,95	-2,33
Налог на прибыль	-29,38	-3,60	...	-2,22	-2,09	-1,97	-1,84	-1,72	-1,59	-1,47	-1,34	-1,22	-1,09	-0,97	-0,84	-0,72	-0,59	-0,47
Приток денежных средств	15,66	18,16	...	25,05	25,68	26,30	26,93	27,56	28,18	28,81	29,44	30,06	30,69	31,31	31,94	32,57	33,19	33,82
Отток денежных средств, в том числе расходы (без амортизации), налог на прибыль	114,21	13,59	...	14,97	15,09	15,22	15,34	15,47	15,59	15,72	15,84	15,97	16,09	16,22	16,34	16,47	16,59	16,72
ЧДД	-42,40	7,52	...	3,30	3,70	4,21	4,77	5,43	6,16	7,05	7,95	8,98	10,12	11,33	12,58	13,80	15,29	16,66
Накопленный ЧДД	-42,40	-34,88	...	-1,41	2,29	6,50	11,27	16,70	22,86	29,91	37,86	46,84	56,96	68,30	80,88	94,68	109,96	126,63

**Приложение В**  
**(справочное)**

Раздел (2.3.2)  
Control Systems used for Pumping Management

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Быков Роман Сергеевич		23.05.2018

Консультант отделения НД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		23.05.2018

Консультант – лингвист отделения ИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		23.05.2018



### 2.3.2 Control Systems used for Pumping Management

#### *Overview of control methods and control topologies*

In industrial and communal pumping applications, the variable flow rate is a usual requirement. As it is stated in (Viholainen, 2014) there are four common approaches to controlling the output flowrate of a pumping system: throttling, bypassing, on-off, and variable-speed control. Variable-speed control may be achieved by running the pump motor with a frequency converter or by using hydraulic couplings and a gear.

The hydraulic power expressed by the rates of the output flow and the achieved head are indicated by the output power of different control methods. The relative power can be estimated by comparing the area limited by the values of the flow rate and the achieved head. Further, four most widely used flow control techniques will be presented and compared from the point of view of hydraulic power.

Throttling is a direct limiting of the pump system outlet. Typically, limiting is done by changing the conductivity of the pipeline by using the hydraulic valve. In case the flow reduction is needed, the valve-opening ratio is reduced. This means that the output flow is definitely lower than the rated flow of the pump.

The throttling flow control can be implemented by modulating a valve, which is located straight after the pump. In fact, throttling changes the system curve seen by the pump: the valve introduces the resistance and friction into the system. This makes the system curve to shift left, closer to the head axis so that it intersects with the HQ characteristic curve at a lower required flow rate.

Implementation of this method requires a low investment. However, throttling adjustment systems waste energy in two ways: forced capacity decrease makes the pump operate below its BEP and pressure drop occurs across the valve. Operating far from the BEP can cause destructive phenomena like cavitation or vibration and leads to premature wear of the pump.

In applications involving the heating of a pumped liquid, the energy spent because of throttling is not wholly wasted. From the point of view of energy

efficiency, this approach in such kind of applications can be justified. However, due to the following reasons, the throttling appears to be inefficient and even harmful even in this type of applications:

- Higher maintenance costs. The pump operating far from BEP is a subject to intensive wear.
- The resolution of the valve may be insufficient to provide the accurate flow control. An oversized valve operates in a nearly closed state, which causes instability. Installing the oversized valve into the piping system can be caused by an intention to introduce the safety margin in the calculation of the pressure drop across the elements of the pipeline (Liptak, 2005)..
- Using the throttling approach in high-pressure systems can result in a significant wear of valve components (Lawrence, 1996).

**Bypassing.** In the bypass approach, the discharge flow of the pump is reduced by turning the part of the liquid from the pump outlet back to its suction. This method is typically used in circulation applications. The amount of liquid flowing backwards is adjusted by valves. In fact, this means that the discharge flow increases, but not all of the flow is going to the consumer.

A bypass approach can be wholly justified if the pump operates at lowered flow rates during extended periods. In this case, the pressure is not high enough to provide the desired flow in the piping system. This approach can also be useful in variable-speed pumping applications in order to protect the system from the low flow threats.

Flow recirculation causes the energy waste on bypassing the part of liquid (which does not reach the customer) back to the pump inlet. This kind of flow control may be used in condensate and boiler feed pumping systems of power plants in order to prevent overheating of the pump at low flow rates and to provide productivity control (Lawrence, 1996).

One more reason why a bypassed flow loop can be used is to keep the pump working at normal speed when consumption is low and to provide the readiness for an increased demand.

On-off control can be used where constant supply is unnecessary. These are typically wastewater applications or systems where keeping the specific level or pressure between the preset limits in the tank is a target. The adjustment of productivity is reached by simple alternation of start and stop states of predefined duration. The average productivity can be expressed as a relationship between the 'on' period and the total time.

Variable-speed control. The BEPs of several HQ characteristic pump curves of various speed values lie on a parabolic curve according to affinity laws. For a curve resulting from the BEPs, pressure values are proportional to the square of flow values.

The system curve of a low static head application has a shape similar to that defined by the BEPs at different speeds. Therefore, by varying the rotational speed of the pump, the working point can be shifted along the system curve (Ahonen, 2011). Hence, the working point can be kept close to the BEP.

The HQ characteristic curve of the pump is shifting on the flow-head graph pane, following the rotational speed of the pump. Generally, a manufacturer provides only the HQ characteristic for the rated speed. Each point on the HQ characteristic curve of the rated speed can be projected on the HQ curve of the arbitrary speed using the affinity laws (Bakman, 2014). The HQ curve shifts downwards and left when the rotational speed of the pump decreases. It shifts upwards and right when the speed increases. Using this principle, it is possible to predict the location and shape of the HQ curve at any speed. Also, once the shape and location of system curve is known, it is possible to predict the location of the working point taking into account that it lies on the intersection of the system and HQ curves. Hence, by varying the speed of the pump, it is possible to bring the working point closer to the BEP, at the same time, meeting the demand requirements (Hovstadius, 2005).

All of the above types of control, excluding the variable-speed control introduce friction and hydraulic losses, need in extra flow, pressure drop and risk of premature wear of the components to the system. Also, all the options, except the variable- speed control, are likely to require a mechanical reducing gear if the pump

rated speed is higher than the motor rated speed. Reducing gears are efficient; however, they provide up to 1.5 % loss in the input shaft power.

Derived from the pump energy efficiency problem, many manufacturers provide readymade solutions for pump management. Generally, these solutions are implemented as narrowly focused digital controllers or PLCs containing custom-made pump oriented software applications (Grundfoss, 2015). Manufacturers of frequency converters also tend to embed the custom-made pump management applications into their products if enabled by the computing capacity (ABB ACQ, 2014), (Danfoss, 2014), (ITT, 2007).

### ***Model-based control and its perspectives for pumping***

One of the main requirements for the optimisation of energy consumption of the pumping system concerns the use of the real time information from the surrounding components. In the pumping systems, this information can be obtained from the pressure and flow sensors or from the frequency converters providing the parameters of the modulation. Also, such parameters of the modulation process as current speed of the motor and current power can be used in the sensorless calculation of hydraulic parameters like pressure or flow (Ahonen, 2008). The parameters of a frequency converter are typically accessible through industrial communication and can be used in the control equipment of a pumping station. The flow monitoring functionalities are available on contemporary frequency converters (Hammo, 2008).

Model-based control methods are applied in the control strategies especially in variable-speed pumping. The model-based methods enable easy estimation of the location of the working point using the current operation parameters of the frequency converter (Ahonen and Tamminen, 2012). Model-based methods are especially relevant for variable-speed parallel pumping systems. In these systems, estimation of the working point location requires only HQ characteristics of the pump and current operation parameters of the VSD. The HQ characteristics can be easily provided to the control equipment in the form of look-up tables and adopted for variable speed

and variable number of running pumps. The model of a pump is expressed by the HQ and PQ characteristic curves of the pump provided by the manufacturer.

Another approach to the model-based control is based on the implementation of the polynomial equations that express the characteristic curves of the pump (Koor, 2014). A significant advantage of these models is the ability to represent the system curve as a polynomial. This method requires providing not the key points of HQ and PQ curves in the form of look-up table but the key constants of the polynomials describing these curves to the processing control unit. Estimation of the working point is implemented by solving the system of equations describing the pump characteristic curves and the system curve. At that, such parameters as speed reference and needed number of working pumps can be defined in the analytical way by solving the mentioned equations and mapping the results to the pump characteristics graph (Bogumil, 2008).

The model-based control methods can be easily implemented based on the contemporary control equipment like PLCs or programmable frequency converters. A significant advantage of the model-based methods is the ability to incorporate models of VSD together with models of pumps in order to take into consideration more operational parameters and to provide a wider overall view of the pumping system. This feature would be especially useful since the efficiency characteristics of various components of the pumping system are not homogeneous. Monitoring the efficiencies of all the components including the VSD would be useful in order to estimate the working point more accurately and take measures in order to improve the performance and efficiency in real time.

### ***Predictive control and its perspectives for pumping***

The model-based control approaches provide estimation of the working point location from common solutions of a system of polynomial equations or from an analytical determination of the intersection of the system curve with HQ curve. These methods utilize the relevant parameters of the pump characteristic curves and the system curve. The parameters are relevant for a real-time situation. The shape and

location of the pump HQ characteristic curves depend on the current rotation speed and the number of running pumps (Ahonen, 2011). This means that the shape and location of these curves can be predicted for future situations.

Location of the HQ characteristic curve on the performance graph pane depends on the pump speed. Hence, once the desired speed and required flow parameters are known, the location of the working point for the variable-speed system may be predicted.

The shape of the HQ curve is changing depending on the number of running pumps. In the parallel pumping system, the value of flow in each point of curve is being incremented due to the contribution of each auxiliary pump, and the value of the head for the point stays constant. Therefore, the transformations of the HQ curve shape are also predictable. Once the future number of working pumps and speed needed to supply the desired flow or pressure is known, prediction of the location of the working point becomes possible. This is relevant for starting the new variable-speed auxiliary pumps or for stopping the working variable-speed auxiliary pumps.

In combination with the VSD model, the predictive control method is capable of estimating the overall efficiency of the pumping system in various situations. The use of the predictive method enables avoiding harmful phenomena in the pumping process by determining the change of operation towards the undesired areas.

Since predictive techniques are suitable to estimate the future working point, they are also capable of estimating the future rotational speed of the pump, needed to supply the required flow or pressure. An operation at low speed or low torque decreases the efficiency of each component in the pumping system. Therefore, for the multi-pump system, it is desirable to avoid operation in the low speed regions. As a result, the predictive control is capable of estimating the future changes of efficiency and avoiding the operation in the low efficiency regions.

The predictive control can be implemented on the contemporary control equipment. It utilizes the same parameters as other model-based methods